

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



# **OFERTAS ESTRATÉGICAS DE GENERACIÓN EÓLICA AL MERCADO ESPAÑOL DE ELECTRICIDAD**

PROYECTO FIN DE CARRERA  
INGENIERÍA INDUSTRIAL

Autor:  
**Inés María Durán Esteban**

Tutor:  
**Julio Usaola García**

Leganés, Julio de 2014



# Resumen

La motivación de este proyecto reside en la posibilidad de existencia de arbitrajes en el mercado eléctrico español. Por arbitraje se entiende la práctica de tomar ventaja de una diferencia de precios entre dos o más mercados. En este caso, entre el mercado intradiario y el de desvíos de potencia.

Se estudiará el caso de un parque eólico, en una situación hipotética de participación en el mercado. Adicionalmente se considerarán las incertidumbres asociadas a la difícil predicción de la producción eólica, así como las asociadas a los precios del mercado intradiario y de desvíos.

Para ello, se ha desarrollado un programa en lenguaje MATLAB en el que se simularán diferentes estrategias de presentación de ofertas de energía en el mercado eléctrico español y se compararán sus resultados.



# Abstract

This project is motivated by the possibility of arbitrage (spread) in the Spanish electricity market. Arbitraging means taking advantage of the difference in price between two or more markets. In this case, it's between the intraday and imbalance markets.

The case of a wind farm will be studied in a hypothetical situation of market participation. In addition, it will be considered the uncertainties associated to the difficult prediction of wind production and the uncertainties associated to intra-day market prices and imbalance prices.

To do this, it has been developed a program in MATLAB language in which different strategies for bidding energy in the Spanish electricity market are simulated and the results are compared.

# Índice general

<b>1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS .....</b>	<b>1</b>
1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivos del proyecto.....	5
1.3 Estructura de la memoria.....	5
<b>2. EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL .....</b>	<b>6</b>
2.1 Introducción.....	6
2.2 Mercado minorista.....	7
2.3 Mercado mayorista .....	7
2.4 Gestión de servicios complementarios .....	9
2.5 Gestión de desvíos .....	11
2.6 Liquidación de desvíos .....	11
<b>3. GENERACIÓN EÓLICA EN EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL .....</b>	<b>14</b>
3.1 Introducción.....	14
3.2 Normativa .....	15
3.3 Predicción eólica a corto plazo.....	16
<b>4. ESTRATEGIAS DE PRESENTACIÓN DE OFERTAS EN EL MERCADO INTRADIARIO .....</b>	<b>18</b>
4.1 Introducción.....	18
4.2 Mejor predicción.....	19
4.3 Maximizar ingresos .....	20
4.4 Incertidumbre en la predicción de la producción eólica.....	21
4.5 Incertidumbre de los precios del mercado intradiario .....	26
4.6 Incertidumbre de los precios de desvíos.....	27
<b>5. CASO DE ESTUDIO Y RESULTADOS .....</b>	<b>31</b>
5.1 Caso de estudio.....	31
5.2 Estrategia de mejor predicción .....	34
5.3 Estrategia de maximización de ingresos considerando incertidumbre en la predicción de la producción eólica .....	35
5.4 Estrategia de maximización de ingresos considerando incertidumbre en la predicción de la producción y de los precios del mercado intradiario .....	37
5.5 Estrategia de maximización de ingresos considerando incertidumbre en la predicción de la producción, de los precios del mercado intradiario y de los precios de los desvíos.....	38
<b>6. CONCLUSIONES .....</b>	<b>41</b>
6.1 Comentarios finales .....	41
6.2 Posibles estudios futuros .....	43
<b>7. REFERENCIAS.....</b>	<b>44</b>

# Índice de figuras

Figura 1: Potencia instalada en 2012. Fuente: <a href="http://www.ree.es">www.ree.es</a> .....	2
Figura 2: Cobertura de la demanda anual en 2012. Fuente: <a href="http://www.ree.es">www.ree.es</a> .....	3
Figura 3: Potencia instalada en 2013. Fuente: <a href="http://www.ree.es">www.ree.es</a> .....	4
Figura 4: Cobertura de la demanda en 2013. Fuente: <a href="http://www.ree.es">www.ree.es</a> .....	4
Figuras 5 y 6: Evolución de las energías renovables. Fuente: <a href="http://www.ree.es">www.ree.es</a> .....	4
Figura 7: Precisión de la predicción eólica. ....	17
Figura 8: Relación entre la desviación típica y la media de las predicciones. ....	22
Figura 9: Función de densidad de probabilidad Beta para una potencia de 1,7 MW.....	24
Figura 10: Función de densidad de probabilidad Beta para una potencia de 11,7 MW....	24
Figura 11: Función de densidad de probabilidad Beta para una potencia de 19,1 MW....	25
Figura 12: Funciones de densidad de probabilidad Beta.....	25
Figura 13: Función de densidad de probabilidad Normal de media 53,77 €/MWh.....	26
Figura 14: Precios de los desvíos a bajar para las primeras 24 horas de análisis y su valor medio.....	27
Figura 15: Precios de los desvíos a subir para las primeras 24 horas de análisis y su valor medio.....	28
Figura 16: Función de densidad de probabilidad Normal de media 29 €/MWh.....	29
Figura 17: Boxplot – Precios de desvíos a bajar para las 24 horas del día. ....	29
Figura 18: Boxplot – Precios de desvíos a subir para las 24 horas del día. ....	30
Figura 19: Precios del mercado diario para el año 2012. ....	32
Figura 20: Precios del mercado intradiario para el año 2012.....	32
Figura 21: Precios de los desvíos a bajar para el año 2012.....	33
Figura 22: Precios de los desvíos a subir para el año 2012.....	33

# Índice de tablas

Tabla 1: Sesiones del mercado intradiario. ....	8
Tabla 2: Sesiones actuales del mercado intradiario. Fuente: <a href="http://www.omie.es">www.omie.es</a> .....	8
Tabla 3: Sistema dual de precios de desvíos del mercado español. ....	12
Tabla 4: Antelación horaria para cada hora del mercado diario. ....	34
Tabla 5: Antelación horaria para actualizar la oferta del día d en el mercado intradiario. ....	34
Tabla 6: Resultados Mejor predicción. ....	34
Tabla 7: Hora ejemplo – Mejor predicción. ....	35
Tabla 8: Resultados Maximizar ingresos con incertidumbre en la producción. ....	36
Tabla 9: Hora ejemplo – Maximizar ingresos con incertidumbre de potencia. ....	36
Tabla 10: Resultados Maximizar ingresos con incertidumbre en la producción acotando precios de desvíos.....	36
Tabla 11: Resultados Maximizar ingresos con incertidumbre en la producción y precios mercado intradiario. ....	37
Tabla 12: Hora ejemplo – Maximizar ingresos con incertidumbre de potencia y precios mercado intradiario. ....	38
Tabla 13: Resultados Maximizar ingresos con incertidumbre en la producción y precios mercado intradiario acotando precios de desvíos.....	38
Tabla 14: Maximizar ingresos con incertidumbre en producción, precios mercado intradiario y precios desvíos.....	39
Tabla 15: Hora ejemplo – Maximizar ingresos con incertidumbre de potencia, precios mercado intradiario y precios desvíos.....	39
Tabla 16: Maximizar ingresos con incertidumbre en la producción, precios mercado intradiario y precios desvíos acotando precios de desvíos.....	40
Tabla 17: Tabla comparativa de las diferentes estrategias. ....	42



# Capítulo 1

## Introducción y objetivos

### 1.1 Introducción

La energía eólica es un tipo de energía renovable que ha experimentado un considerable crecimiento en los últimos años en cuanto a generación en el sistema eléctrico español y participación en el mercado de producción. Esta energía supone un papel fundamental para intentar solucionar los problemas de dependencia energética, al presentar la ventaja de estar disponible localmente, y de emisión de gases de efecto invernadero, al reducir el uso de combustibles fósiles.

Sin embargo, dado que la energía eólica es de carácter intermitente por depender de un recurso natural variable no almacenable, la predicción de la potencia generada es una cuestión complicada de resolver. Esto implica que los parques eólicos hacen sus ofertas al mercado de producción con una precisión insuficiente, pudiendo incurrir en costes por los desvíos de potencia cometidos.

Es decir, la participación de la energía eólica en los mercados de electricidad requiere una estimación de la producción futura realizada mediante herramientas de predicción. Estas herramientas han evolucionado rápidamente en los últimos años pero todavía tienen una precisión limitada, y el progreso en este campo será probablemente lento. No obstante, estas herramientas pueden tener salidas sofisticadas, como la modelación estadística de la incertidumbre.

La posibilidad de conocer esta incertidumbre permite a los participantes en los mercados de energía eólica optimizar su posición y maximizar sus ingresos, lo cual no siempre va asociado a un menor coste de desvío debido a la posibilidad de arbitrajes entre los precios del mercado intradiario y de desvíos.

Cabe mencionar que los estudios realizados hasta ahora son aproximados. La modelación de la incertidumbre se está actualmente desarrollando, considerando las dependencias espacial y temporal entre las predicciones. Además, el impacto de perseguir el arbitraje en mercados con liquidez limitada aún no se ha evaluado.

### *La energía eólica en España en cifras [1] [2]*

La energía procedente de las instalaciones incluidas en el régimen especial ha ido aumentando año tras año en España, hasta alcanzar en 2012 un volumen de 102.152 GWh. Este volumen de energía supera en un 10,2 % el registrado en 2011 y representa el 38 % de la producción de energía global del sistema peninsular en 2012.

El crecimiento continuado del volumen de generación del régimen especial se debe principalmente al progresivo aumento de las energías renovables, cuya potencia instalada se situó a finales del 2012 en 31.866 MW (2.885 MW más que en 2011). De estas energías, cabe destacar un año más la eólica que, con una capacidad instalada al finalizar el año de 22.573 MW, registró una producción de 48.103 GWh, lo que supone un crecimiento del 14,2 % respecto a 2011 y una contribución a la producción anual peninsular de energía del 18,1 %, dos puntos más que en 2011.

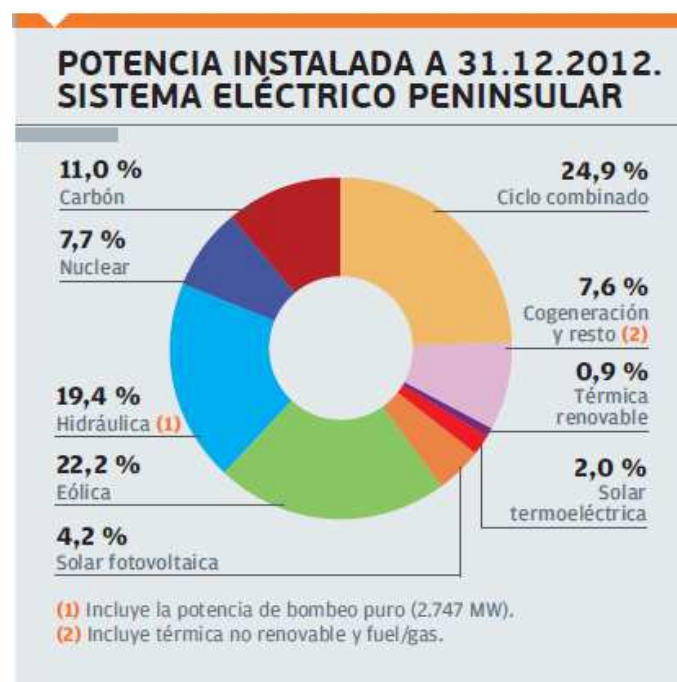


Figura 1: Potencia instalada en 2012. Fuente: [www.ree.es](http://www.ree.es)

En 2012 se superaron los valores máximos de producción eólica alcanzados en años anteriores. El 24 de septiembre a las 3:03 horas la contribución de la generación eólica superó el 64 % de la cobertura de la demanda y el 18 de abril a las 16:41 horas la producción eólica instantánea alcanzó los 16.636 MW. Ese mismo día se alcanzaron nuevos máximos históricos de energía horaria (16.455 MWh) y diaria (334.850 MWh) de generación eólica. Asimismo, en abril, noviembre y diciembre la generación eólica ha sido la tecnología con mayor contribución a la producción de energía mensual del sistema eléctrico peninsular, alcanzando el 25,5 %, el 21,7 % y el 24,1 %, respectivamente.

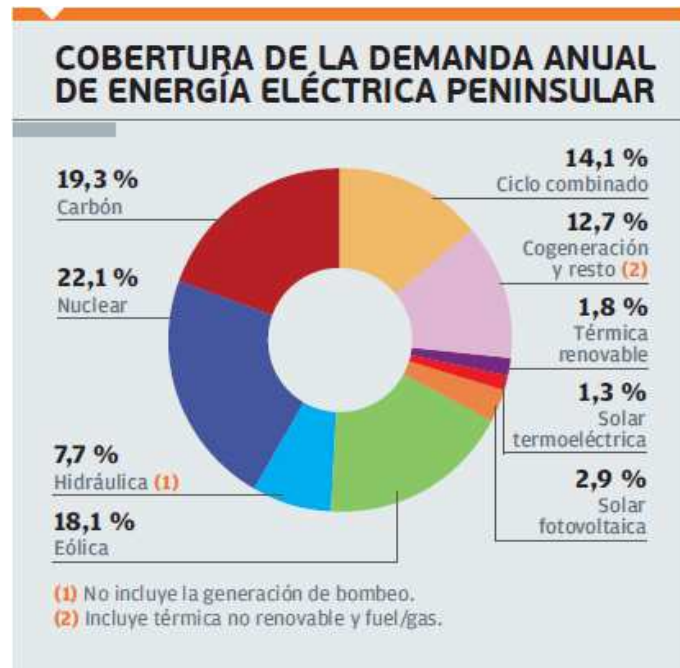


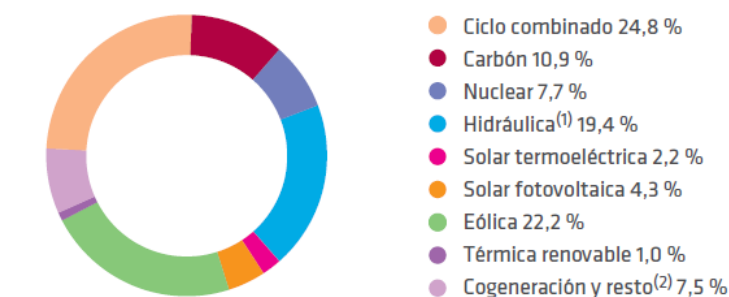
Figura 2: Cobertura de la demanda anual en 2012. Fuente: [www.ree.es](http://www.ree.es)

Aunque en este proyecto se utilizan datos de 2012, a continuación se comentan brevemente cifras de 2013 con el objeto de mostrar la evolución de las energías renovables en el sistema.

En términos de cobertura de la demanda, cabe destacar que por primera vez la eólica es la tecnología que más ha contribuido a la cobertura de la demanda anual, (un 21,1 % frente a un 18,1 % en 2012), situándose al mismo nivel que la nuclear que ha tenido una aportación del 21,0 % (un 22,1 % en 2012).

A lo largo del 2013 se han superado los valores máximos de producción eólica logrados en años previos. El 6 de febrero a las 15:49 horas la producción eólica instantánea alcanzó los 17.056 MW (un 2,5 % superior al anterior máximo alcanzado en abril de 2012) y ese mismo día se superó el récord de energía horaria con 16.918 MWh. Asimismo, en los meses de enero, febrero, marzo y noviembre la generación eólica ha sido la tecnología con mayor contribución a la producción de energía total del sistema.

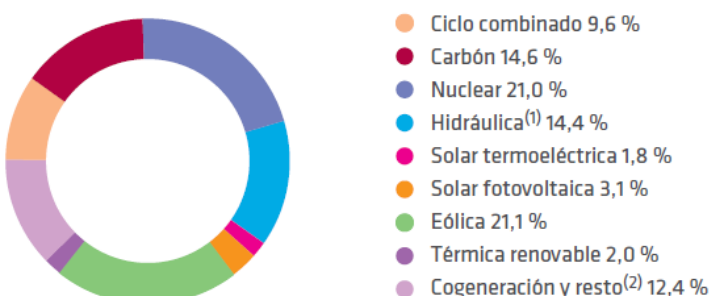
### Potencia instalada a 31 de diciembre del 2013 (102.281 MW)



(1) Incluye la potencia de bombeo puro (2.747 MW). (2) Incluye fuel-gas y térmica no renovable.

Figura 3: Potencia instalada en 2013. Fuente: [www.ree.es](http://www.ree.es)

### Cobertura de la demanda de energía eléctrica peninsular 2013<sup>(1)</sup>

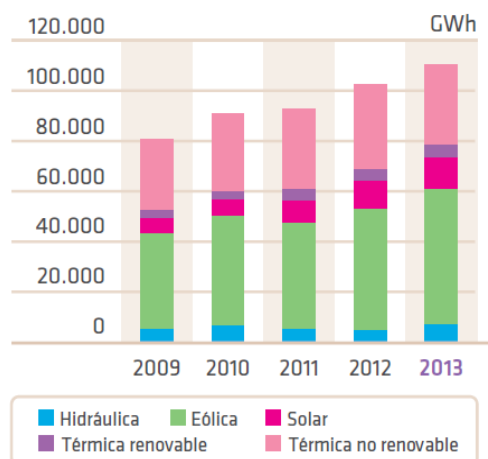


(1) No incluye la generación de bombeo. (2) Incluye fuel-gas y térmica no renovable.

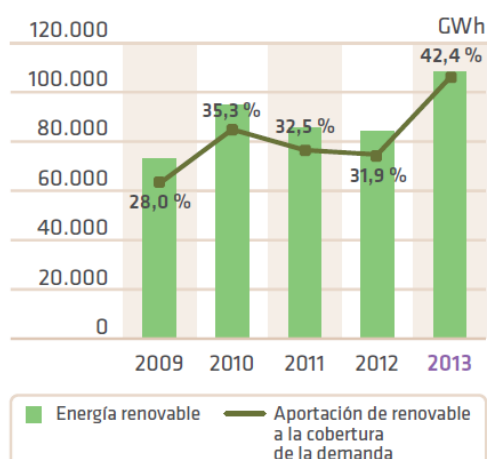
Figura 4: Cobertura de la demanda en 2013. Fuente: [www.ree.es](http://www.ree.es)

Por último, en las siguientes figuras se muestra la evolución tanto de la producción como de la cobertura de la demanda de las energías renovables en el sistema eléctrico español:

#### Evolución de la producción neta del régimen especial



#### Evolución de las energías renovables



Figuras 5 y 6: Evolución de las energías renovables. Fuente: [www.ree.es](http://www.ree.es)

## 1.2 Objetivos del proyecto

El objetivo fundamental de este proyecto es: analizar si acotando los precios de los desvíos se consigue evitar que los participantes en los mercados de energía se beneficien del arbitraje entre estos precios y los del mercado intradiario. Asimismo, se evaluará la importancia en el aumento de los ingresos de este tipo de generación tanto del mercado intradiario, como de las incertidumbres en la predicción de producción eólica y precios del mercado intradiario y de desvíos.

Para ello, se simularán diferentes estrategias para predecir la producción eólica denominadas *mejor predicción* y *maximizar ingresos*, mediante la herramienta de cálculo MATLAB. La primera está orientada a la minimización de los desvíos y la segunda a la maximización de los ingresos totales. Posteriormente, se compararán estos resultados con el caso de precios de desvíos acotados.

## 1.3 Estructura de la memoria

Esta memoria está estructurada en 6 capítulos más referencias bibliográficas. Para facilitar su lectura, se incluye a continuación un breve resumen de cada capítulo.

En el Capítulo 2 se tratan las principales características del mercado eléctrico español. En el Capítulo 3 se exponen las circunstancias de la energía eólica en el mercado eléctrico español y la predicción eólica a corto plazo. En el Capítulo 4 se explican diferentes estrategias de oferta al mercado eléctrico. El Capítulo 5 muestra los resultados obtenidos y el Capítulo 6 las conclusiones que suponen, así como posibles estudios futuros.

# Capítulo 2

## El mercado eléctrico español

### 2.1 Introducción

La regulación económica de ciertos sectores a finales del siglo XX, entre los que se incluía el sector eléctrico, representó una significativa revolución en este campo. La regulación tradicional trataba el suministro eléctrico como un servicio público monopolizado con precios fijados administrativamente. El nuevo marco regulador, denominado *desregulación o liberalización del sector*, posibilita un mercado de energía eléctrica mayorista y competitivo. Su principal propósito es suscitar la libre iniciativa de los agentes que operan en el sistema con el fin de garantizar el suministro eléctrico y la calidad del servicio, el menor coste posible bajo un régimen de competencia, y la preservación del medio ambiente.

Legalmente, este sistema sienta sus bases en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, aprobada por el Parlamento español en noviembre del 1997 [3], y en los Decretos que la desarrollan, entre los cuales cabe destacar el Real Decreto 661/2007 [4], que establece la obligación de emitir programas de producción de energía. A su vez, este conjunto de normas legales tienen, como referentes más destacados, la Directiva de la Unión Europea 96/92/CE sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad de diciembre de 1996 [5], derogada posteriormente por la 2009/72/CE, y el Protocolo para el Establecimiento de una Regulación del Sistema Eléctrico Nacional, también de diciembre de 1996, suscrito por el Ministerio de Industria y Energía y las empresas eléctricas españolas.

Actualmente, esta Ley ha sido sustituida por la nueva Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, que entró en vigor a finales de 2013 - principios de 2014 [6]. A lo largo de la memoria se irán incluyendo los aspectos nuevos más significativos. Sin embargo, en el caso de estudio de este proyecto no se considerará ningún supuesto regulatorio, sino exclusivamente la participación en el mercado.

El mercado eléctrico español consta de dos partes bien diferenciadas: el mercado mayorista o de producción, en el que se fija el precio de la energía, y el mercado minorista, en el que se negocia el precio de suministro de la misma. Seguidamente se describe brevemente cada uno de ellos [7] - [9].

## 2.2 Mercado minorista

En el mercado minorista se negocia el precio del suministro de la electricidad. Inicialmente, existían dos modalidades con las que obtener el suministro de electricidad: suministro regulado, pagando una tarifa “integral”, y suministro competitivo o de mercado, pagando una tarifa de acceso a las redes más el coste de contratación de la energía y otros servicios, a un comercializador.

El 1 de julio de 2009 se culminó el proceso de liberalización del sector eléctrico, desapareciendo el régimen de suministro a tarifa integral. Desde dicha fecha, los consumidores contratan libremente la energía que consumirán acudiendo al mercado o mediante un comercializador.

Adicionalmente, los consumidores con potencias menores de 10 kW pueden optar por contratar con los Comercializadores de Último Recurso la denominada Tarifa de Último Recurso (TUR), que incluye tanto el precio de la energía como los costes de acceso. Actualmente, la nueva Ley 24/2013 del Sector Eléctrico ha modificado este nombre por el de Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), así como la forma de calcular el precio de producir la electricidad, manteniendo el umbral para disfrutarlo en 10 kW de potencia máxima. Ahora, los consumidores pagan exclusivamente por su consumo el precio del mercado eléctrico, y desaparecen las subastas CESUR para la fijación del precio de la energía.

## 2.3 Mercado mayorista

El mercado mayorista de electricidad español consiste, en realidad, en una secuencia de mercados en los que los agentes de mercado intercambian energía eléctrica en diferentes plazos temporales. Dichos agentes son las empresas habilitadas para actuar en el mercado como vendedores y compradores de electricidad: productores, distribuidores y comercializadores así como consumidores cualificados.

Desde semanas, meses e incluso años antes del momento de generación y consumo, los agentes intercambian contratos con periodos de entrega diferentes (año, trimestre, mes, etc.) en mercados denominados *mercados a plazo*. Los productores y consumidores cualificados, además de acudir al mercado como agentes, pueden celebrar contratos bilaterales físicos. El *mercado de contratos bilaterales físicos* es un mercado no organizado en el que se acuerda el precio de adquisición de la energía.

El día D-1 (un día antes de la entrega física de la energía o despacho de las centrales) los agentes intercambian energía para el día D en el *mercado diario* gestionado por el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía). Las sesiones de contratación del mercado diario se estructuran en periodos de programación de una hora, con un horizonte de 24 horas (salvo en los días de cambio de hora), cerrándose el periodo de recepción de ofertas para el día D a las 10:00 de la mañana del día D-1 (a partir del 15 de octubre de 2013, la hora de cierre del mercado diario pasó a ser las 12:00 h; sin embargo, en este proyecto se considerará el horario anterior por tratar con datos de 2012 en el análisis).

Además, en el corto plazo, dentro de las 24 horas previas al momento del despacho de la energía, los generadores y los comercializadores pueden ajustar sus posiciones comprando y vendiendo energía en los seis *mercados intradiarios* existentes, coordinados también por el OMIE, y cuyo funcionamiento es muy parecido al del mercado diario. El periodo de programación es de una hora, y para cada sesión se establece una hora de apertura y de cierre para que los agentes realicen el envío de ofertas al sistema de información del Operador del Mercado. Cabe resaltar el horizonte de programación de la primera sesión, ya que abarca también las cuatro últimas horas del día anterior. Los periodos de ejecución de estos mercados y su secuencia, así como los horizontes a los que aplican sus resultados, se muestran en la siguiente tabla:

	SESION 1ª	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	18:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:00	23:00	02:45	05:45	09:45	13:45
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	28 horas (21-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

**Tabla 1: Sesiones del mercado intradiario.**

Igual que en caso del mercado diario, estas sesiones también se han visto modificadas, y en el trabajo se consideran las previamente comentadas. En la siguiente tabla se exponen a título informativo las sesiones actuales del mercado intradiario:

	SESION 1ª	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicación PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

**Tabla 2: Sesiones actuales del mercado intradiario. Fuente: [www.omie.es](http://www.omie.es)**



En el muy corto plazo (desde unos minutos hasta unas horas antes del despacho) los generadores (y en algunos casos, también la demanda), ofrecen una serie de servicios al Sistema a través de varios mercados organizados por el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España) denominados *mercados de ajuste* o *servicios de ajuste*. Estos servicios son necesarios para mantener el sistema eléctrico en equilibrio físico y dentro de un nivel de seguridad adecuado adaptando los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad. Estas actuaciones son:

- *Gestión de restricciones técnicas*. Permite resolver las congestiones ocasionadas por las limitaciones de la red de transporte sobre la programación prevista para el día siguiente, así como las que surjan en tiempo real.
- *Gestión de servicios complementarios*. Sistema de control de frecuencia-potencia y tensión para garantizar la calidad y seguridad del suministro en todo momento. Estos servicios complementarios pueden ser de carácter obligatorio o potestativo.
- *Gestión de desvíos*. Resuelve, en tiempo real, los desajustes entre la energía generada respecto de la programada. Dichos desajustes son conocidos como desvíos.

A continuación se desarrolla más detalladamente los dos últimos puntos puesto que son fundamentales para el caso de estudio de este proyecto.

## 2.4 Gestión de servicios complementarios

Los servicios complementarios, ofrecidos por los generadores y gestionados por el Operador del Sistema (OS), tienen como objetivo que el suministro se realice en condiciones de seguridad y fiabilidad en todo momento y que puedan resolverse desequilibrios entre la generación y la demanda en tiempo real. Existen tres servicios complementarios básicos: Regulación Primaria, Regulación Secundaria o Banda de Regulación y Regulación Terciaria. A continuación se describen estos servicios:

### ***Regulación Primaria***

Se define como el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, mediante la actuación de su regulador de velocidad, en caso de producirse un desvío de frecuencia. Su objetivo es la corrección automática y casi instantánea (respuesta completa como máximo en 30 segundos) de los desequilibrios de frecuencia, y deberá mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta poder ser reemplazada por la regulación secundaria. Este servicio es obligatorio y no tiene remuneración adicional.

### ***Regulación Secundaria o Banda de Regulación***

Se define como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema peninsular español puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de todos los grupos generadores sometidos a este tipo de regulación. Permite al OS disponer de una reserva de capacidad disponible muy flexible (comienzo de la respuesta en no más de 30 segundos y con capacidad de mantenerse durante 15 minutos hasta poder ser reemplazada por la regulación terciaria) para resolver de forma automática desequilibrios significativos entre generación y demanda.

Cada día, el OS estima la ‘reserva de banda de regulación secundaria’, en términos de potencia (MW), necesaria para asegurar el suministro en condiciones de fiabilidad en caso de desequilibrios producción/consumo en tiempo real, y convoca el mercado correspondiente después de la celebración del mercado diario y del de restricciones. Las empresas generadoras, con carácter voluntario, presentan sus ofertas de capacidad disponible, asignándose la banda requerida por el OS entre éstas utilizando un criterio de mínimo coste. El coste marginal de la banda de potencia para cada hora marca el precio con el que se remunera toda la capacidad asignada en este mercado.

El servicio de regulación secundaria es gestionado por ‘zonas de regulación’, es decir, agrupaciones de centrales con capacidad de prestar el servicio de regulación secundaria, a requerimiento automático del programa de control de la generación del OS, con exigencias de respuesta con constante de tiempo de 100 segundos.

El servicio complementario de reserva secundaria remunera no sólo la banda de potencia, sino también la energía eventualmente utilizada, valorada al precio de sustitución de la energía terciaria.

### ***Regulación Terciaria***

Está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de todos los grupos generadores del sistema que puede ser movilizada en un tiempo no superior a 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas, con objetivo de reconstruir la reserva de regulación secundaria: en caso de que se haga uso de la banda secundaria por causa de una contingencia, la regulación terciaria la restituye.

Este servicio es de carácter obligatorio para las unidades de producción que pueden variar su producción en 15 minutos y mantenerla durante 2 horas. Deben ofrecer toda su capacidad excedentaria (no contratada en otros mercados o servicios) al OS.

El mercado de energía terciaria se celebra a última hora del día anterior al despacho. En él, los generadores envían ofertas por la variación máxima de su potencia a subir y a bajar. El precio de la energía terciaria utilizada a subir o a bajar es el precio marginal resultante de las ofertas realizadas por los generadores frente a una demanda (establecida por el OS según sus requerimientos) a subir o bajar respectivamente. Al contrario que en el caso de la reserva secundaria, los generadores sólo perciben ingresos por este servicio si es utilizado por el OS.

## 2.5 Gestión de desvíos

Según lo comentado anteriormente, la gestión de desvíos es el mecanismo que utiliza el Operador del Sistema (OS) para resolver desajustes entre la oferta y la demanda que puedan identificarse unas pocas horas antes del despacho, tras la celebración de cada mercado intradiario.

Durante la operación normal, los productores de energía eléctrica comunican al OS las previsiones de desvíos por distintas causas lo que, junto con las variaciones en la previsión de producción eólica que realiza el OS, y sólo en el caso de que los desvíos previstos durante el periodo entre dos mercados intradiarios superen los 300 MW en media horaria, supone que el OS convoque el mercado de gestión de desvíos.

Dicho mercado consiste en pedir ofertas a los generadores en el sentido opuesto a los desvíos previstos en el sistema, es decir, si el sistema está corto con el programa de generación, se piden ofertas de mayor producción a los productores (incluyendo al bombeo por reducir su consumo de energía); y en el caso contrario, cuando existe un programa largo de producción, se piden ofertas a los generadores para reducir su producción (incluyendo al bombeo por aumentar su consumo de energía).

En tiempo real (dentro de los 15 minutos anteriores al despacho), el OS tiene a su disposición, además de los servicios de regulación y los mecanismos de resolución de restricciones en tiempo real, mecanismos de emergencia por los que podría obligar, en caso de extrema necesidad, a ciertas unidades de generación a modificar su producción.

## 2.6 Liquidación de desvíos

Los desvíos, según se comentaba anteriormente, son los desajustes entre la energía realmente generada respecto de la programada. El precio de los mismos viene determinado por los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria y la gestión de desvíos.

Existen dos modalidades de liquidación de desvíos: un sistema dual de precios y un sistema de precio único. En el mercado español se utiliza un sistema dual de precios, en

el que se consideran dos variables para determinar el coste del desvío: el signo global del balance de potencia del sistema y el signo del desvío de potencia del generador.

Atendiendo al signo global del balance de potencia del sistema, el sobre coste horario originado por los desvíos que han tenido que ser gestionados por el OS (servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria y gestión de desvíos) es repercutido a los agentes que se hayan comportado en contra de las necesidades del sistema. Si el desvío neto horario del sistema era a subir, esto es, había más demanda que producción y ha sido necesario solicitar más generación o menor consumo, el sobre coste lo pagarán aquellos agentes que hayan producido menos en esa hora, o hayan consumido más, respecto a su programa. En caso de desvío neto horario a bajar, se procede análogamente.

Finalizado el alcance temporal diario de los programas de los agentes, se entra en los procesos de liquidación de las energías realmente producidas y consumidas, repercutiendo a cada uno de ellos los costes de los desvíos en que han incurrido por haber “incumplido” sus respectivos programas de producción y consumo.

De manera que, a aquellos que se han desviado a subir en una determinada hora (generadores que han producido más que su programa y consumidores que han consumido de menos) se les repercute el coste correspondiente en caso de que ese desvío haya ido en dirección contraria a las necesidades del sistema en esa hora (los generadores cobran un precio inferior al precio marginal de la hora y los consumidores reciben un precio inferior al marginal), mientras que si su desvío fue en el mismo sentido que las necesidades del sistema, no se les repercute coste alguno (los generadores cobran el precio marginal y los consumidores reciben el precio marginal). Para el caso de desvíos a bajar, en los que los productores han generado menos energía que su programa y los consumidores han consumido de más, se procede de igual forma.

La siguiente tabla resume esquematizadamente este proceso:

		Sistema	
		Largo	Corto
Generador	Largo	$\min(\pi_{d,t}, \pi_t^{subir})$	$\pi_{d,t}$
	Corto	$\pi_{d,t}$	$\max(\pi_t^{bajar}, \pi_{d,t})$

Tabla 3: Sistema dual de precios de desvíos del mercado español.

Donde:

$\pi_{d,t}$ : Precio marginal de la energía en el mercado diario en la hora t

$\pi_t^{subir}$ : Precio de desvío a subir a la hora t

$\pi_t^{bajar}$ : Precio de desvío a bajar a la hora t

Se puede observar que el precio del desvío a subir nunca superará al precio del mercado diario, y que el del desvío a bajar nunca será inferior a éste. Esta relación se puede expresar como:

$$\pi_t^{subir} \leq \pi_{d,t} \leq \pi_t^{bajar} \quad (1)$$

De manera que también se pueden expresar los precios de los desvíos en función del precio del mercado diario de esta forma:

$$\begin{aligned} \pi_t^{subir} &= \alpha_t^{subir} \cdot \pi_{d,t} \\ \pi_t^{bajar} &= \alpha_t^{bajar} \cdot \pi_{d,t} \end{aligned} \quad (2)$$

Siendo  $\alpha_t^{subir}$  el cociente del desvío a subir, el cual no podrá ser superior a la unidad, y  $\alpha_t^{bajar}$ , el cociente del desvío a bajar, que no podrá ser inferior a la unidad.

# Capítulo 3

## Generación eólica en el mercado eléctrico español

### 3.1 Introducción

Cuando la energía eólica participa en mercados de electricidad, debe interactuar también según la secuencia explicada en el Capítulo 2. Dado que este tipo de energía no puede ser programada de antemano, es necesario disponer de una predicción de la producción, y esta predicción está disponible con una fiabilidad aceptable entre 24-48 horas antes.

Por tanto, la energía eólica participa en el mercado diario, los intradiarios y los de ajuste. Normalmente, los productores de energía eólica participan en el mercado diario, comprometiéndose a la potencia predicha antes del próximo cierre.

Esto significa, por lo general, hacer una oferta en el mercado diario y actualizarla en los intradiarios, cuando las predicciones con errores inferiores están disponibles. En los mercados de ajuste, se fijan los desvíos y se abona el coste de los mismos. Dado que la precisión de las predicciones de energía eólica no es muy elevada, los mercados de ajuste son muy importantes para estos productores, y sus normas les afectan especialmente.

Se pueden presentar algunos problemas con la participación de grandes cantidades de energía eólica en los mercados intradiarios:

En primer lugar, los mercados intradiarios tienen menos liquidez que el diario, y el impacto de grandes cantidades de energía eólica en ellos (probablemente la compra o venta de energía al mismo tiempo) puede ser significativo. Además, si el cierre de la sesión es muy cercano (30-60 minutos) antes del despacho, la actualización de las posiciones anteriores puede ser más precisa. Pero por otro lado, los mercados intradiarios frecuentemente tienen menos liquidez y la gestión de la reserva puede no ser óptima al disponer de poco tiempo de programación. En estos sistemas con alta penetración, debe ser acordado un horizonte de tiempo óptimo.

## 3.2 Normativa

La generación eólica, según se comentaba en el Capítulo 1, tiene carácter intermitente por depender de un recurso natural: produce energía cuando este recurso está disponible. Sólo algunas de las energías renovables, como la geotérmica o la de biomasa, pueden programar su producción. Con lo cual, las renovables suponen nuevas exigencias en cuanto a operación del sistema y regulación del mercado eléctrico.

A su vez, las energías renovables requieren un importante esfuerzo económico para su desarrollo, de forma que sus costes permitan un precio compatible. Actualmente, esto no se cumple, si bien cabe preguntarse si las energías convencionales incluyen en el precio de su energía todos los costes de funcionamiento, incluyendo los medioambientales. Estos costes no contemplados, o externalidades, son difíciles de calcular, y por ahora no están del todo incluidos en el precio de la energía.

Por las razones previamente mencionadas, las energías renovables están subvencionadas en los países en que su presencia es importante. Hasta hace poco, existían diversos mecanismos tanto de apoyo a la inversión como de apoyo al funcionamiento de las energías renovables. Estos últimos eran los más importantes y se dividían en: mecanismos basados en la cantidad de renovables a instalar (Subastas y Sistema de Certificados Verdes Negociables), y mecanismos basados en el precio pagado a las renovables (Tarifas, Primas e Incentivos Fiscales).

En el mercado eléctrico surge un problema, conocido como déficit de tarifa: los ingresos destinados a la parte regulada del sistema son insuficientes para cubrir los costes de las actividades reguladas. La nueva Ley 24/2013 del Sector Eléctrico ha sido diseñada para intentar acabar con este problema, aunque según datos del primer trimestre de 2014 el déficit sigue existiendo.

Dicha Ley incluye un nuevo esquema retributivo para las actividades reguladas en el que se toma como referencia los tipos del Tesoro y se añade un diferencial, de 200 puntos básicos en el caso del transporte y la distribución, y de 300 puntos básicos en el del ya extinto régimen especial, en el que figuran las renovables.

Este sistema contempla periodos retributivos de seis años revisables cada tres años conforme a la evolución de los precios de la energía. Además, en el caso de las renovables, se aplica sobre toda la vida regulatoria útil de las instalaciones, también la

ya pasada, y conforme a unos estándares, según indica el real decreto que desarrollará estos aspectos.

En todo caso, la nueva Ley aspira a la suficiencia del sistema eléctrico y, para ello, incluye un mecanismo de revisión automática de los costes regulados, conocidos como peajes, de modo que cualquier desviación que se produzca durante el año quede automáticamente compensada con subidas de esta parte del recibo.

Si hasta ahora el déficit de tarifa lo financiaban las eléctricas o los mercados de deuda a través de titulizaciones, con la nueva Ley el relativamente escaso desajuste que se genere será financiado por el conjunto de los participantes en las actividades reguladas.

En el caso estudio de este proyecto se considerará una situación hipotética en la que la generación eólica participa en el mercado eléctrico como un agente más, sin subvenciones, con los precios del mercado.

### **3.3 Predicción eólica a corto plazo**

La participación de la energía eólica en el mercado eléctrico ha supuesto un desafío para todos los agentes y, si bien se ha trabajado intensamente, todavía existen inconvenientes por resolver. Uno de ellos es la predicción de la potencia que se generará, puesto que la potencia eólica generada, a diferencia de otras tecnologías, es una variable desconocida hasta el momento en que se produce.

Primeramente, muy pocos parques eólicos predecían su producción. Sin embargo, desde el Real Decreto 661/2007 [4] se establece la obligación de emitir programas de producción de energía y todos los parques eólicos que acuden al mercado tienen contratado un servicio de predicción que utilizan diariamente.

La salida de estos programas es el promedio de producción del parque eólico por hora para las próximas horas. Por lo general, las predicciones se emiten para las próximas 48 horas, sin embargo, es posible realizarlas con horizontes de tiempo más largos, en ocasiones a costa de una menor precisión.

En este proyecto se han utilizado datos de un modelo de predicción atmosférico llamado SIPREÓLICO [10], el cual es utilizado desde el año 2002 en Red Eléctrica de España, el transportista y operador del sistema eléctrico español, y fue desarrollado por la Universidad Carlos III de Madrid, para pronosticar la producción de energía eólica de las próximas 42 horas, cada 15 minutos, para los 14 GW de energía eólica conectada a la red peninsular española.

En la siguiente figura se representa la precisión de esta predicción, hallada sobre los datos utilizados en el análisis: la producción real de un parque eólico de 21 MW de potencia nominal durante un año, y las predicciones realizadas por este parque para un



año con diferentes antelaciones para cada hora. Estos datos se describen con detalle en el Capítulo 5.

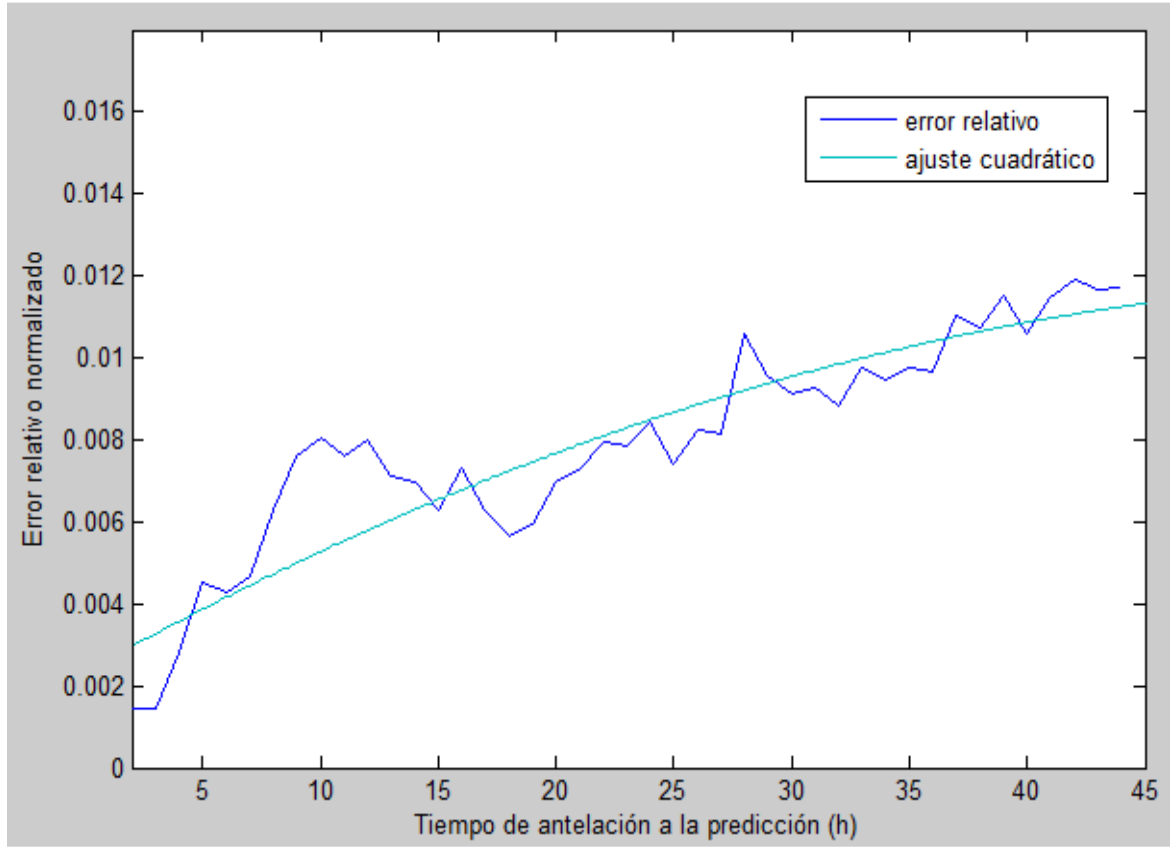


Figura 7: Precisión de la predicción eólica.

El error relativo normalizado de la predicción eólica para la hora  $t$  con una antelación  $k$  se define como:

$$\text{Error relativo normalizado}(k) = \frac{1}{P_n} \frac{\sum_{t=1}^N |\varepsilon(t+k|t)|}{N} \quad (3)$$

Donde

$$\varepsilon(t+k|t) = p(t+k) - \hat{p}(t+k|t)$$

$p(t+k)$  es la producción del parque eólico en el momento  $t+k$ .

$\hat{p}(t+k|t)$  es la potencia prevista en el momento  $t$  para  $k$  horas más tarde.

$P_n$  es la potencia nominal del parque eólico.

$N$  es el número de predicciones examinadas a lo largo del tiempo considerado.

Podemos apreciar que el error es menor cuanto menor es el tiempo de antelación a la predicción. La modelización de la incertidumbre asociada a esta predicción se desarrolla en el Capítulo siguiente.

# Capítulo 4

## Estrategias de presentación de ofertas en el mercado intradiario

### 4.1 Introducción

Realizar una oferta adecuada en los mercados intradiarios es primordial para mejorar los ingresos finales así como disminuir el posible desvío de potencia.

En este caso hipotético, un productor eólico negocia la mayor parte de su producción en el mercado diario mediante la mejor predicción disponible para, a continuación, corregir la oferta en las distintas sesiones del mercado intradiario. Siempre que la potencia finalmente producida no coincida con la ofertada se incurrirá en un desvío.

En términos generales, los ingresos (Revenues) para un determinado parque eólico en el mercado se pueden generalizar como:

$$R = \sum_{t=1}^T [P_{d,t} \pi_{d,t} + \pi_{i,t} (P_{i,t} - P_{d,t}) + IC_t] \quad (4)$$

Siendo

$$IC_t = \begin{cases} \pi_t^{subir} (P_{g,t} - P_{i,t}) & \text{si } P_{g,t} > P_{i,t} \\ \pi_t^{bajar} (P_{g,t} - P_{i,t}) & \text{si } P_{g,t} < P_{i,t} \end{cases} \quad (5)$$

Donde:

$IC_t$ : Coste del desvío (Imbalance Cost)

$P_{g,t}$ : Potencia realmente generada por el parque eólico en la hora t

$P_{d,t}$ : Potencia comprometida por el parque eólico en el mercado diario para la hora t, coincide con la predicción disponible en el momento de cierre del mercado diario

$P_{i,t}$ : Potencia comprometida por el parque en el mercado intradiario para la hora t, coincide con la predicción disponible al cierre del mercado intradiario

$\pi_{d,t}$ : Precio marginal de la energía en el mercado diario en la hora t

$\pi_{i,t}$ : Precio marginal de la energía en el mercado intradiario en la hora t

$\pi_t^{subir}$ : Precio de desvío a subir a la hora t

$\pi_t^{bajar}$ : Precio de desvío a bajar a la hora t

En las ecuaciones se puede comprobar que los ingresos varían en función de la oferta realizada en el mercado intradiario, con lo cual ésta será la variable de actuación.

A continuación se desarrollan los diferentes métodos estratégicos considerados.

## 4.2 Mejor predicción

El objetivo de la estrategia *mejor predicción* es reducir el desvío de potencia incurrido por el parque eólico y, como consecuencia de la disminución de los costes de estos desvíos, conseguir un aumento en los ingresos.

Para ello, se corrige la oferta del mercado diario ofertando la predicción de potencia que tenga la mayor precisión posible, es decir con la menor anticipación horaria posible, en cada sesión del mercado intradiario.

## 4.3 Maximizar ingresos

La estrategia *maximizar ingresos* o método *óptimo* [11], como su propio nombre indica, busca la maximización de los ingresos del parque eólico aprovechando la posible existencia de arbitraje de precios entre el mercado intradiario y los precios de los desvíos. Esto es, cuando un productor acude al mercado intradiario, puede resultar que el precio del desvío a subir para una hora  $t$  sea superior (o el precio del desvío a bajar sea inferior) al del mercado intradiario para una hora  $t$  por lo que el productor podría obtener unos mayores ingresos al no corregir en el mercado intradiario la oferta realizada en el diario, por recibir una mayor retribución si se ha quedado largo o un menor coste si se ha quedado corto, por el desvío incurrido.

El objetivo de este método es obtener la oferta en el mercado intradiario  $P_{i,t}$ , que maximiza los ingresos horarios  $R_t$ , dada una posición en el mercado diario  $P_{d,t}$  y  $\pi_{d,t}$ . Dado que el problema de optimización es independiente para cada hora  $t$ , obviaremos este subíndice. Por tanto, los ingresos pueden ser expresados como:

$$R = g(P_g, \pi_i, \pi_{desv}; P_i) \quad (6)$$

Donde  $g$  viene dada por la ecuación (4).

Los ingresos esperados serán:

$$\begin{aligned} \bar{R} &= E[R; P_i] = \int_{-\infty}^{\infty} R f_z(R) dR = \\ &= \iiint_{-\infty}^{\infty} g(P_g, \pi_i, \pi_{desv}; P_i) f_z(P_g, \pi_i, \pi_{desv}) dP_g d\pi_i d\pi_{desv} \end{aligned} \quad (7)$$

Donde  $f_z(R)$  es la función de densidad de probabilidad de la variable aleatoria  $R$ . Si consideramos  $P_g$ ,  $\pi_i$  y  $\pi_{desv}$  variables aleatorias independientes<sup>1</sup>, entonces

$$f_z(P_g, \pi_i, \pi_{desv}) = f_{P_g}(P_g) f_{\pi_i}(\pi_i) f_{\pi_{desv}}(\pi_{desv}) \quad (8)$$

Donde  $f_{P_g}(P_g)$ ,  $f_{\pi_i}(\pi_i)$  y  $f_{\pi_{desv}}(\pi_{desv})$  son las funciones de densidad de probabilidad de las variables aleatorias  $P_g$ ,  $\pi_i$  y  $\pi_{desv}$  respectivamente.

Con lo cual, el problema de optimización es:

$$P_{i,opt} = \arg \max_{P_i} E[R; P_i] \quad (9)$$

Donde  $P_{i,opt}$  es la posición óptima a ser tomada en el mercado intradiario. Este problema puede ser fácilmente resuelto por enumeración para cada hora  $t$ .

<sup>1</sup> Realmente son variables dependientes si consideramos que todos los parques eólicos en un mercado experimentan el mismo desvío y participan en el mercado intradiario. Esta dependencia es todavía objeto de estudio.

Además, para cada problema de optimización considerado, los cuales se describen a continuación, se analizará también el caso de acotar los precios de los desvíos para conocer de qué manera afecta al arbitraje previamente comentado. Los precios de los desvíos se acotarán de la siguiente manera: el precio del desvío a subir es como máximo el del mercado intradiario y el precio del desvío a bajar es como mínimo el del mercado intradiario, análogo a lo que verdaderamente ocurre con el precio del mercado diario:

$$\pi_t^{subir} \leq \pi_{i,t} \leq \pi_t^{bajar} \quad (10)$$

Se quiere comprobar si con esta acotación se lograría evitar el arbitraje, dado que éste consiste en vender energía en el mercado de mayor precio y comprarla en el de menor. Por ejemplo, si el precio del mercado intradiario es mayor que el del desvío a bajar, interesa vender en el intradiario aunque luego se compre a bajar. Por tanto, con esta acotación deberían disminuir los desvíos así como los costes asociados a ellos. De esta forma, el sistema resultaría perjudicado en menor medida.

## 4.4 Incertidumbre en la predicción de la producción eólica

Las predicciones proporcionadas por un programa de predicción de energía eólica a corto plazo son inciertas, y es interesante estimar la incertidumbre para tener más información acerca de la futura producción de un parque eólico.

Sea  $p$  la variable aleatoria asociada a la potencia de salida de un parque eólico. Entonces, la probabilidad de producir  $p$  MW, después de haber predicho  $\hat{p}$  MW  $k$  horas antes, está dada por la función de densidad de probabilidad  $f_{\hat{p},k}(p)$ . La incertidumbre, y por tanto la función de densidad de probabilidad, cambia con el rango de potencia de salida del parque, ya que está delimitada entre cero y la potencia nominal del mismo.

La forma de estas funciones de densidad de probabilidad también se ve afectada por el tiempo transcurrido entre la predicción y los tiempos de operación. Tal y como se mencionaba anteriormente, las predicciones con un lapso de tiempo más corto son más precisas, y la varianza de la incertidumbre será más pequeña.

Obtener analíticamente, o en tiempo real, la incertidumbre de esta predicción es difícil, pero se pueden realizar estimaciones precisas a partir de datos históricos. Teniendo en cuenta predicciones anteriores y la producción de potencia eólica de las mismas, la precisión de estas predicciones puede ser tabulada, y luego su frecuencia se puede utilizar como una aproximación de estas funciones de densidad de probabilidad.

Si el rango de potencia de un parque eólico está comprendido entre 0 y  $P_{max}$ , y este rango se divide en  $Q$  intervalos, la potencia  $p$  pertenece al intervalo  $q$ , si

$$\frac{q-1}{Q} P_{max} \leq p \leq \frac{q}{Q} P_{max} \quad (11)$$

La función de densidad de probabilidad  $f_{\hat{p},k}(p)$  se transforma en  $f_{\hat{q},k}(p)$ , donde  $\hat{q}$  es el intervalo en el que se incluye la potencia predicha  $\hat{p}$ .

El propósito de este proyecto no es proponer un modelo de esta incertidumbre, con lo cual será utilizada como aproximación una función de densidad de probabilidad Beta, como se propone en [12], debido a la naturaleza limitada de la energía producida por un parque eólico. La expresión analítica de esta función de densidad de probabilidad es:

$$f(x; a, b) = \frac{1}{B(a, b)} x^{a-1} (1-x)^{b-1} \quad (12)$$

Donde  $B(a, b)$  es la función Beta, y los parámetros  $a$  y  $b$  se relacionan con la media  $\eta$ , y la varianza  $\sigma^2$ , como:

$$\eta = \frac{a}{a+b} \quad (13)$$

$$\sigma^2 = \frac{ab}{(a+b)^2(a+b+1)}$$

En este caso, la media de la distribución será la predicción de potencia en el momento de interés, mientras que la desviación típica dependerá del nivel de potencia inyectada, con respecto a la potencia nominal del parque eólico. Esta dependencia se ha obtenido de forma heurística a partir de parques eólicos, y los resultados se muestran en la Figura 8:

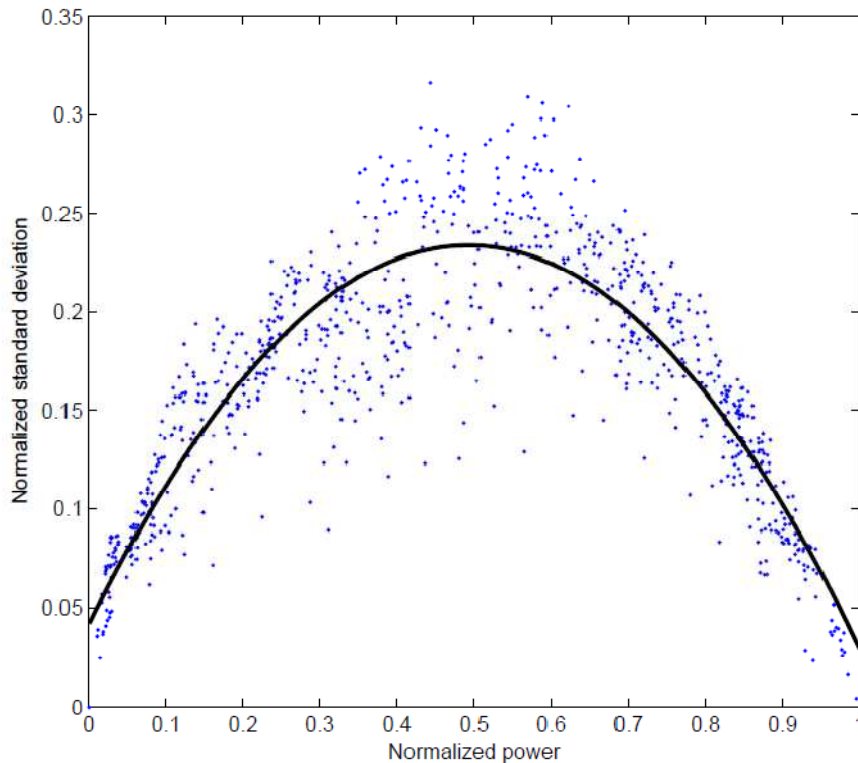


Figura 8: Relación entre la desviación típica y la media de las predicciones.

La fórmula que da la relación entre la desviación típica y la media de la predicción de potencia es la siguiente:

$$y = p_1 \cdot x^2 + p_2 \cdot x + p_3 \quad (14)$$

Donde:

$y$  es la desviación típica

$x$  es la media en por unidad (dividida por la potencia instalada)

Y los coeficientes son:

$$p_1 = -0,79257$$

$$p_2 = 0,77991$$

$$p_3 = 0,042078$$

Conocidas la media y la desviación típica, se pueden despejar los parámetros  $a$  y  $b$  según las ecuaciones (13).

Aunque estas funciones de probabilidad son continuas y acotadas entre los valores 0 MW y 21 MW de potencia nominal, se debe discretizar este intervalo de infinitos valores para poder realizar el estudio. Para ello, se toman 21 bins o intervalos posibles de potencia predicha, otros 21 bins de potencia generada, y se hallarán las probabilidades por intervalos. Es decir, según el intervalo al que pertenezca la potencia de la cual se quiere averiguar la probabilidad, para calcularla se restará la probabilidad acumulada del extremo superior del intervalo menos la probabilidad acumulada del extremo inferior del mismo.

Se consideran potencias bajas aquellas comprendidas entre 0 y 7 MW, medias entre 7 y 14 MW, y altas entre 14 y 21MW. A continuación se presenta un ejemplo de función de densidad de probabilidad Beta para cada uno de estos rangos:

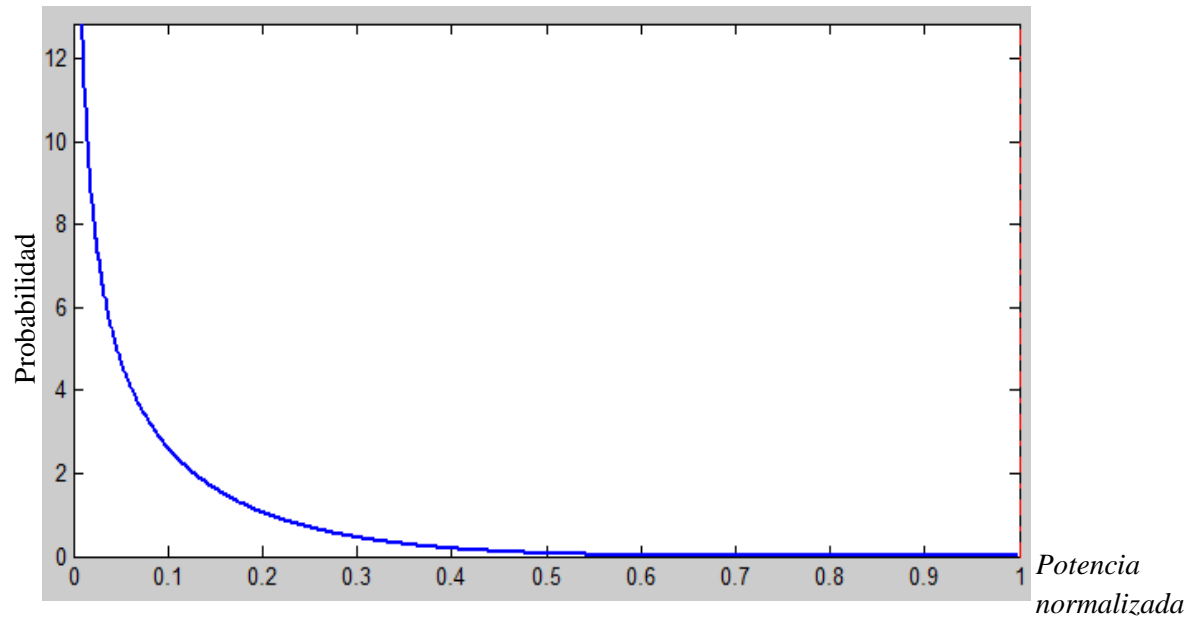


Figura 9: Función de densidad de probabilidad Beta para una potencia de 1,7 MW.

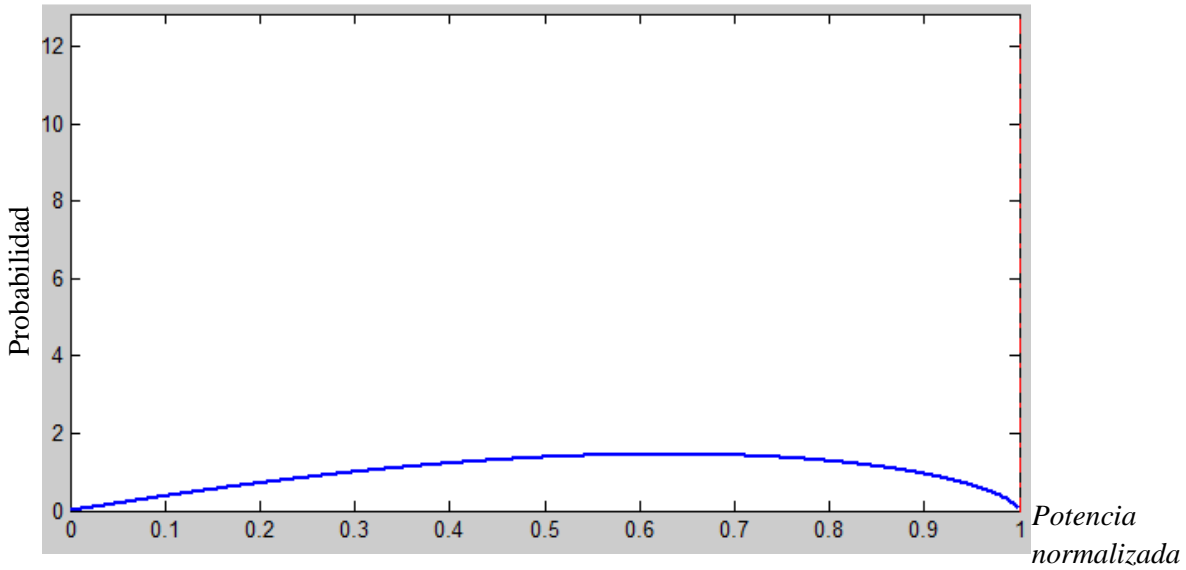


Figura 10: Función de densidad de probabilidad Beta para una potencia de 11,7 MW.



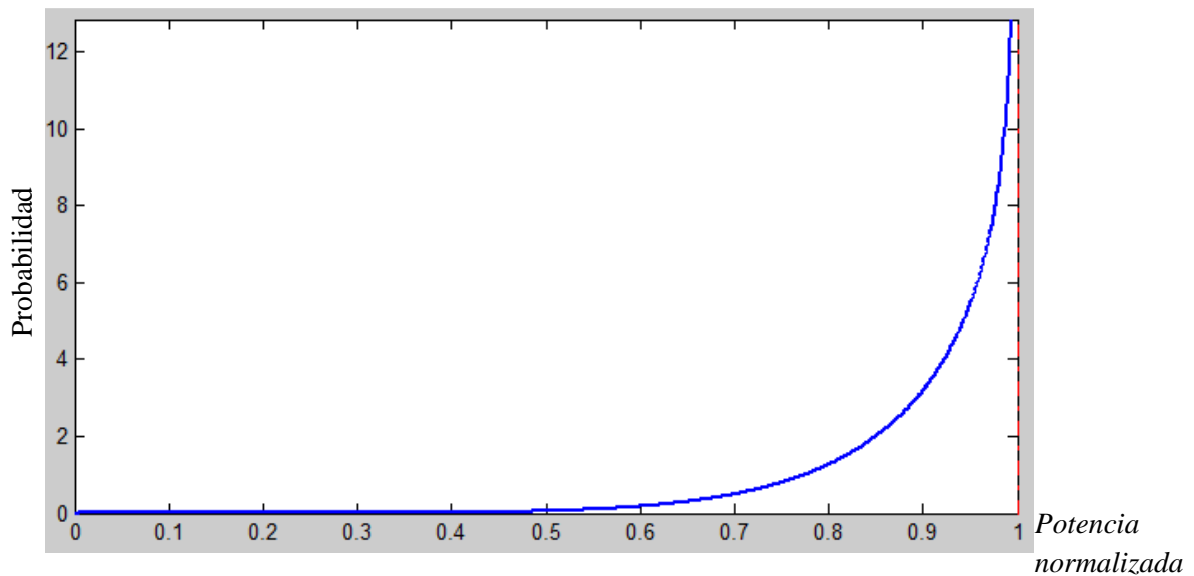


Figura 11: Función de densidad de probabilidad Beta para una potencia de 19,1 MW.

Haciendo una analogía con las funciones de densidad de probabilidad expuestas, en la Figura 12 se ilustra la función de distribución beta para diferentes valores de sus parámetros: la curva azul correspondería con potencias bajas, la roja con potencias medias y la verde con potencias altas.

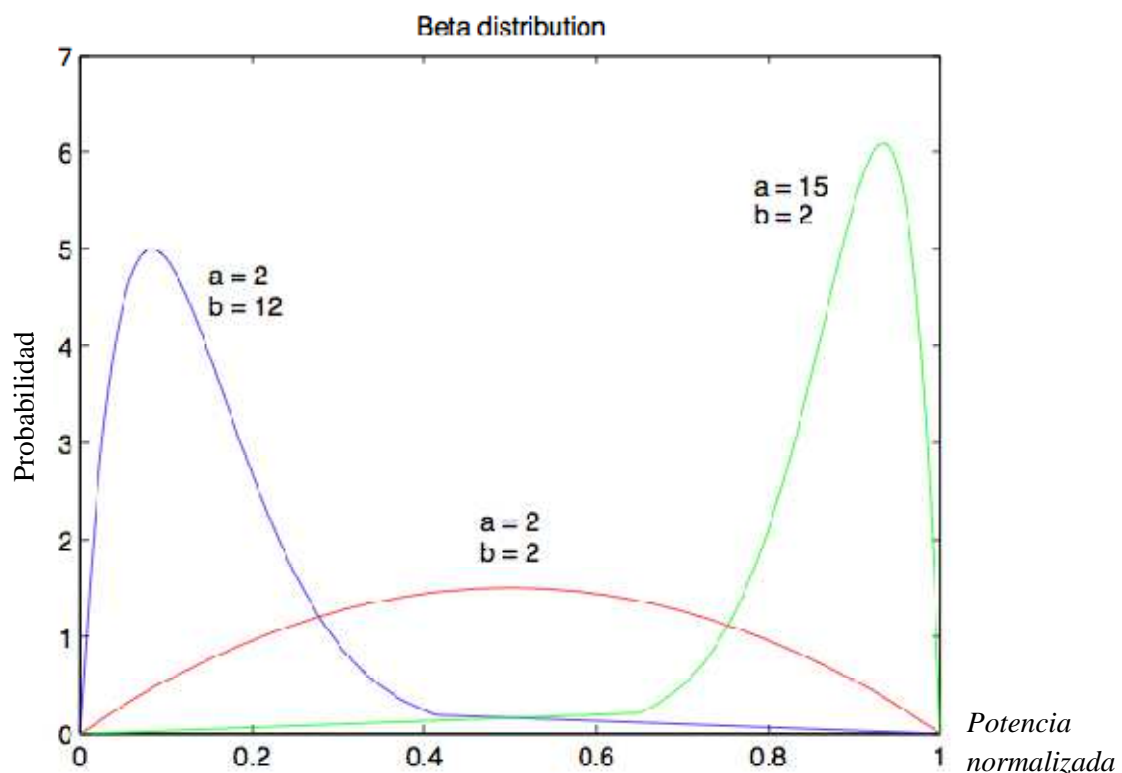


Figura 12: Funciones de densidad de probabilidad Beta.

## 4.5 Incertidumbre de los precios del mercado intradiario

En esta ocasión, además de tener en cuenta la incertidumbre de la predicción de la producción eólica se van a considerar precios del mercado intradiario desconocidos, esto es, se generará un número aleatorio para cada hora, y se modelará su probabilidad.

Para ello, se han considerado funciones de densidad de la probabilidad según una distribución Normal de media  $\eta$  igual al precio del mercado intradiario recogido del histórico de datos y desviación típica  $\sigma$  del 2%. A continuación se muestra la expresión analítica de esta distribución:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\eta}{\sigma}\right)^2} \quad (15)$$

Así como un ejemplo de función de densidad obtenida, de media 53,77 (€/MWh):

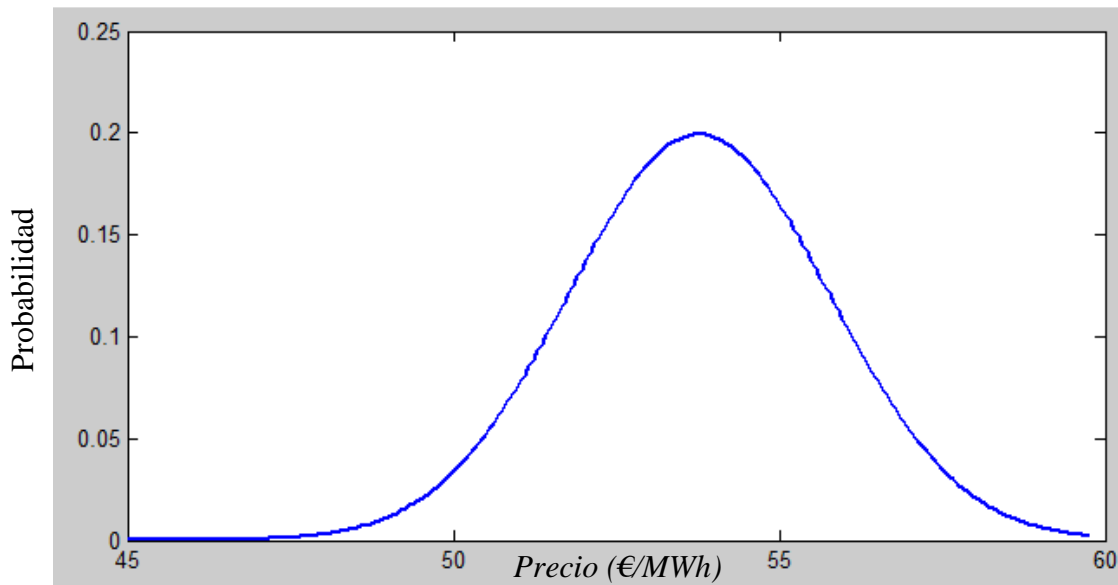


Figura 13: Función de densidad de probabilidad Normal de media 53,77 €/MWh.

Al tratarse también de una variable continua, hemos de discretizarla para poder llevar a cabo nuestro cometido. Se toman 21 bins desde -3 veces la desviación típica hasta +3 veces la misma con respecto a la media para cada hora, y se hallan las probabilidades según el intervalo al que pertenezca el precio en cuestión.

Cabe destacar que en los casos en los que el precio histórico es nulo, o casi nulo, no se están considerando valores negativos de precios sino que el valor cero acumula la probabilidad de todos ellos.

## 4.6 Incertidumbre de los precios de desvíos

En esta situación, se tiene en cuenta la incertidumbre de la predicción de la producción eólica y de los precios del mercado intradiario como en los dos métodos anteriores y, además, se consideran los precios de los desvíos desconocidos: se generarán precios aleatorios y se considerará su probabilidad.

Al tratarse de los precios de los desvíos, se puede trabajar con estos precios o con sus cocientes, según se explicó en el Capítulo 2, de acuerdo a la ecuación (2).

Primeramente se hallará, para cada una de las 24 horas del día, el valor medio de los precios de desvíos históricos recogidos de REE, tanto a subir como a bajar. A modo de ejemplo se muestra uno de los intervalos de 24 horas utilizado en las Figuras 14 y 15:

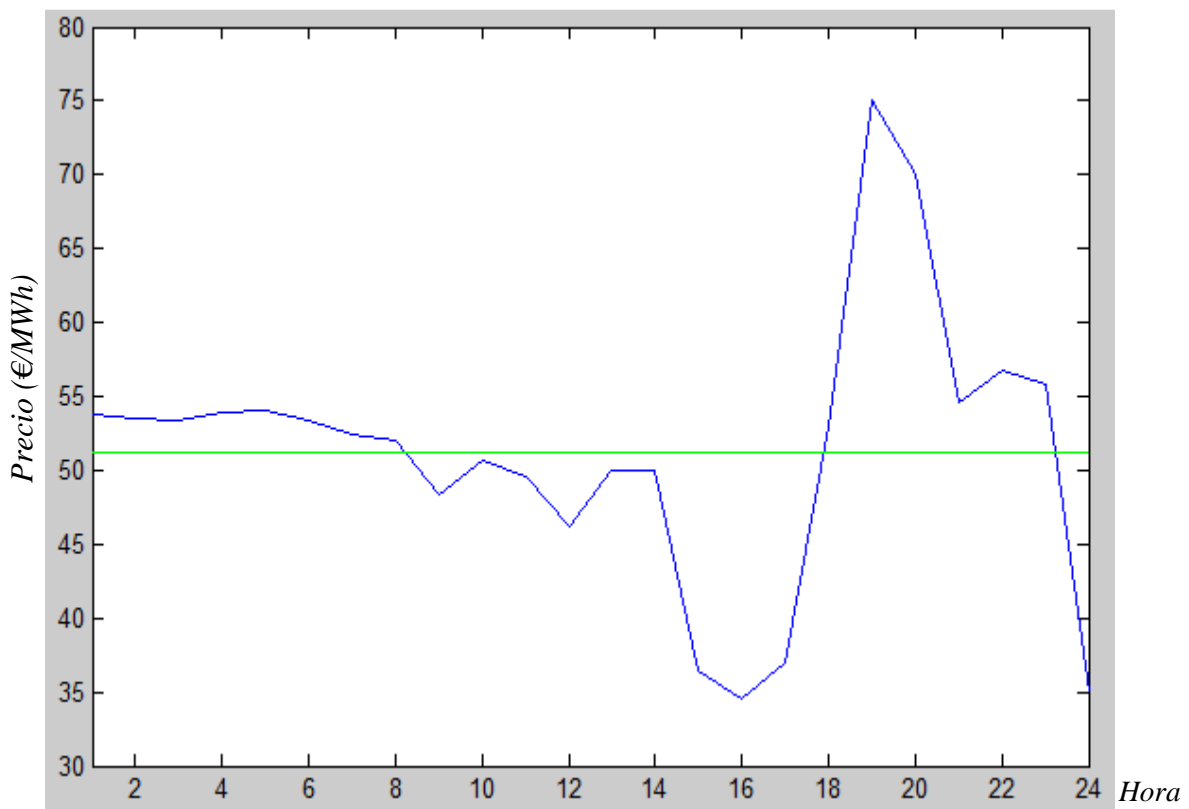


Figura 14: Precios de los desvíos a bajar para las primeras 24 horas de análisis y su valor medio.

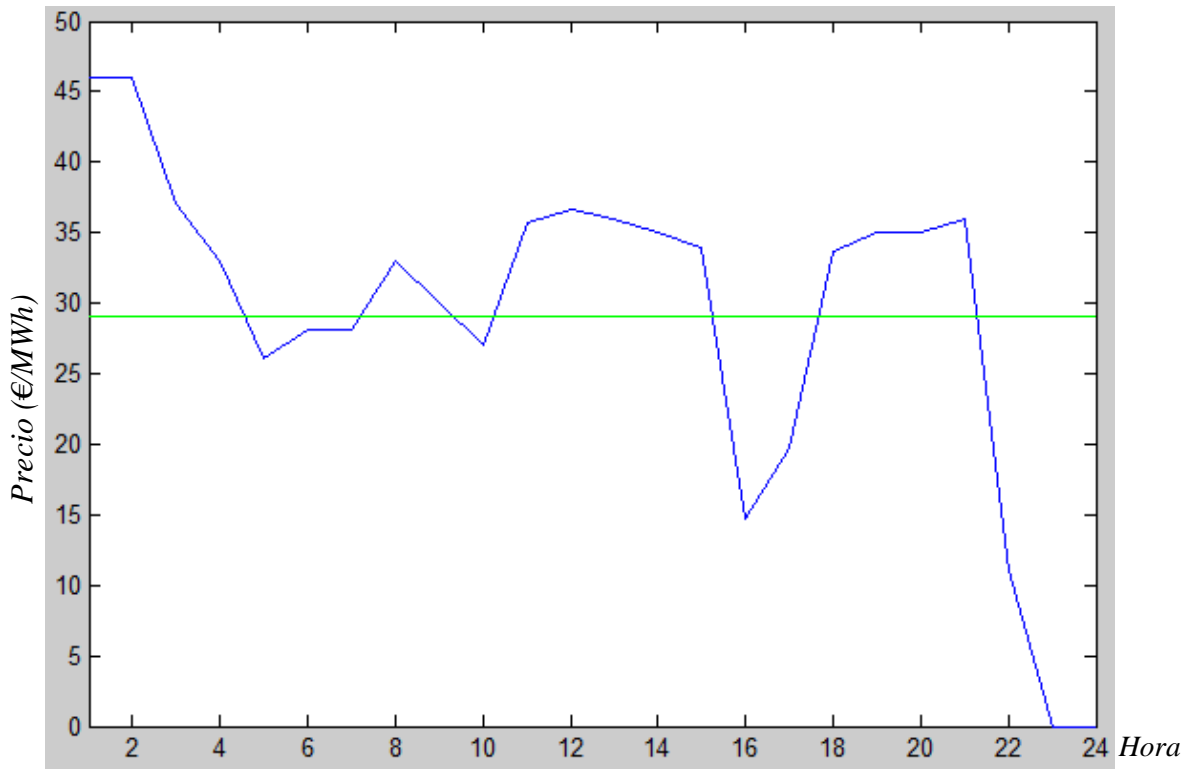


Figura 15: Precios de los desvíos a subir para las primeras 24 horas de análisis y su valor medio.

Luego de obtener estos valores medios, se generan de forma aleatoria precios horarios de desvíos siguiendo una distribución normal con desviación típica del 2% y media el valor medio calculado para el conjunto de 24 horas al que pertenezca la hora en cuestión (véase ecuación 15). Se procederá de igual forma que en el apartado anterior si algún precio es nulo.

Se utilizará el mismo tipo de función de densidad de probabilidad para hallar las probabilidades de los precios. Análogamente, se discretiza la variable como se hizo para los precios del mercado intradiario: 21 bins desde -3 veces la desviación típica hasta +3 veces la misma con respecto a la media para cada hora y se calculan las probabilidades según el intervalo al que pertenezca el precio.

En la siguiente figura se representa la distribución normal para un precio medio de 29 €/MWh:

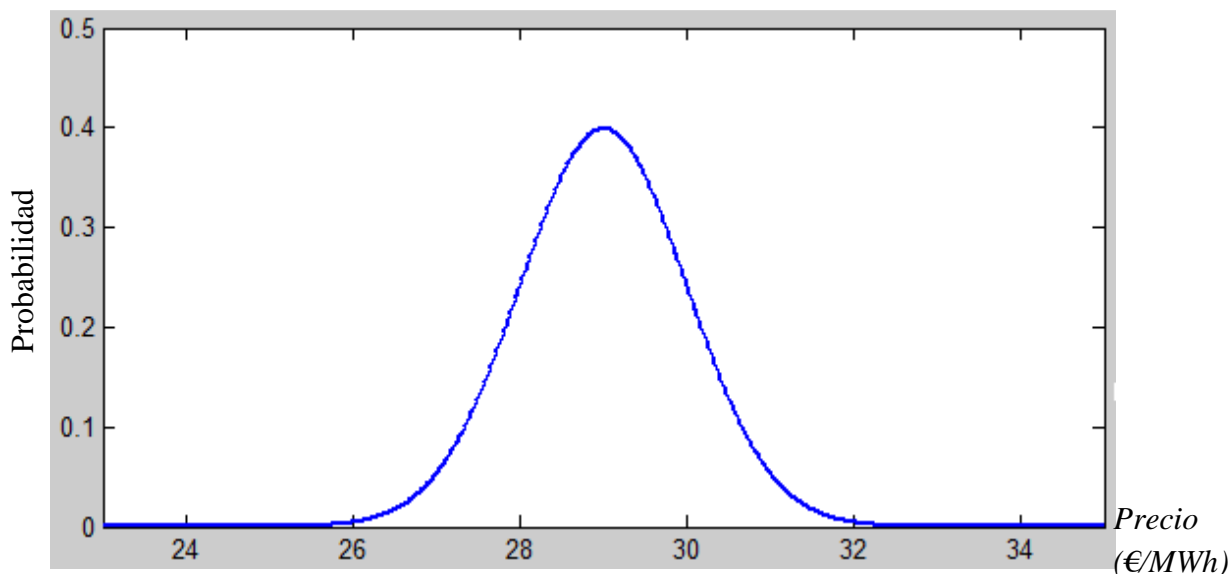


Figura 16: Función de densidad de probabilidad Normal de media 29 €/MWh.

Cabe mencionar que lo anteriormente descrito es sólo una aproximación considerada para modelar la incertidumbre asociada a los precios de los desvíos. Dicha incertidumbre es elevada y difícil de calcular con precisión.

A continuación, se muestran los diagramas de caja, “boxplot”, con las distribuciones de los precios de los desvíos para las 24 horas, tanto a bajar como a subir (en este orden para cada hora), con el objetivo de obtener información sobre: valores mínimo y máximo, cuartiles Q1, Q2 (mediana) y Q3, valores atípicos, y simetría de las distribuciones.

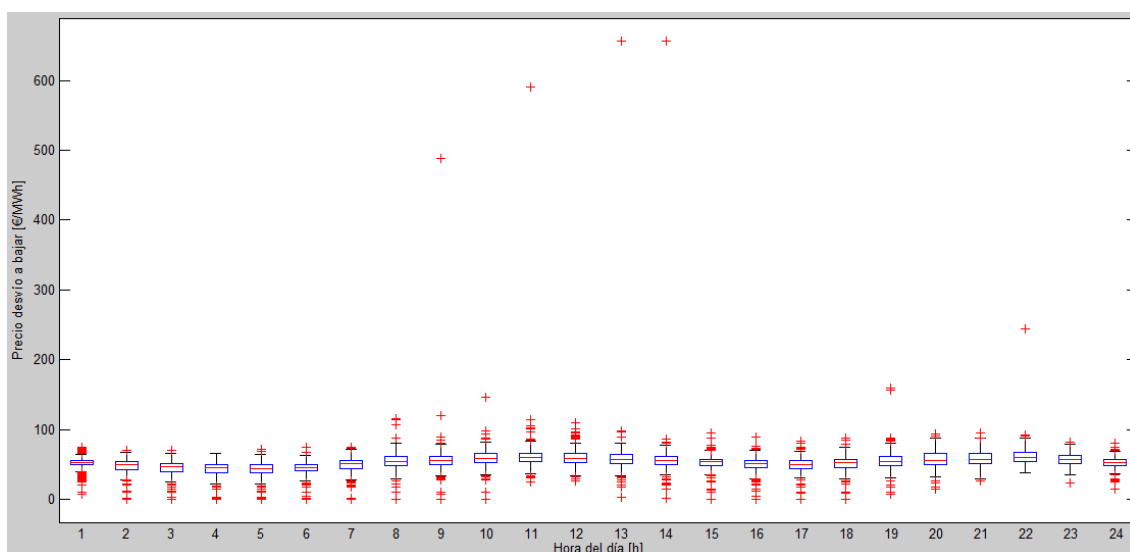


Figura 17: Boxplot – Precios de desvíos a bajar para las 24 horas del día.

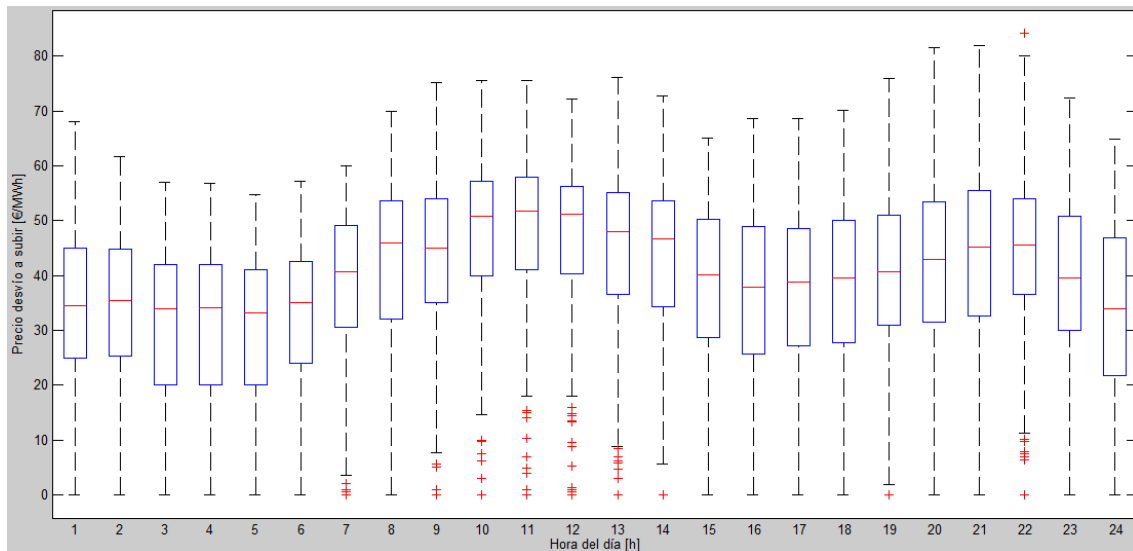


Figura 18: Boxplot – Precios de desvíos a subir para las 24 horas del día.

En los diagramas anteriores podemos observar que las distribuciones son en general asimétricas y presentan valores atípicos, destacando el caso de los precios de desvíos a bajar, los cuales tienen una mayor variabilidad. Cabe mencionar que los precios de desvíos a bajar son superiores a los de desvíos a subir y presentan valores atípicos elevados, como se puede apreciar en las horas 9, 11, 13 y 14.

# Capítulo 5

## Caso de Estudio y Resultados

### 5.1 Caso de estudio

Las hipótesis asumidas para el estudio han sido las siguientes:

- Se ha considerado un sistema “pool”: los productores eólicos hacen ofertas de una cantidad dada de potencia a precio cero. Esto significa que las ofertas se aceptan siempre.
- Los precios en el mercado intradiario no dependen de la cantidad de oferta de energía eólica.
- No se consideran los subsidios a la energía eólica.
- Los precios del mercado diario se consideran conocidos en todos los casos.

El objetivo de este Capítulo es evaluar las estrategias planteadas en el Capítulo previo para un caso real durante un año. Los datos del parque eólico utilizados en el análisis vienen de la producción real de un parque eólico de 21 MW de potencia nominal durante un año. Las funciones de densidad de probabilidad de la producción del parque eólico se han obtenido, según se comentaba en el punto 4.4, a partir de estos mismos datos de producción y las predicciones realizadas por este parque para un año con diferentes antelaciones para cada hora. De manera que se parte de una matriz “de predicciones” en la que en cada fila (que corresponden con cada hora) se tiene en la

primera columna la producción real en esa hora, en la segunda columna la predicción de la producción con 1 hora de antelación, en la tercera la predicción con 2 horas de antelación, y así sucesivamente, hasta 44 horas de antelación.

La participación del parque en el mercado se supondrá gobernada por las leyes del mercado eléctrico español, brevemente explicadas en el Capítulo 2. Se han utilizado los precios reales del mercado español para el año 2012 (366 días por tratarse de un año bisiesto), disponibles en las páginas web de REE y OMIE. El precio medio del mercado diario para este periodo fue de 47,233 €/MWh, y del mercado intradiario fue de 43,082 €/MWh, tal y como muestran las gráficas:

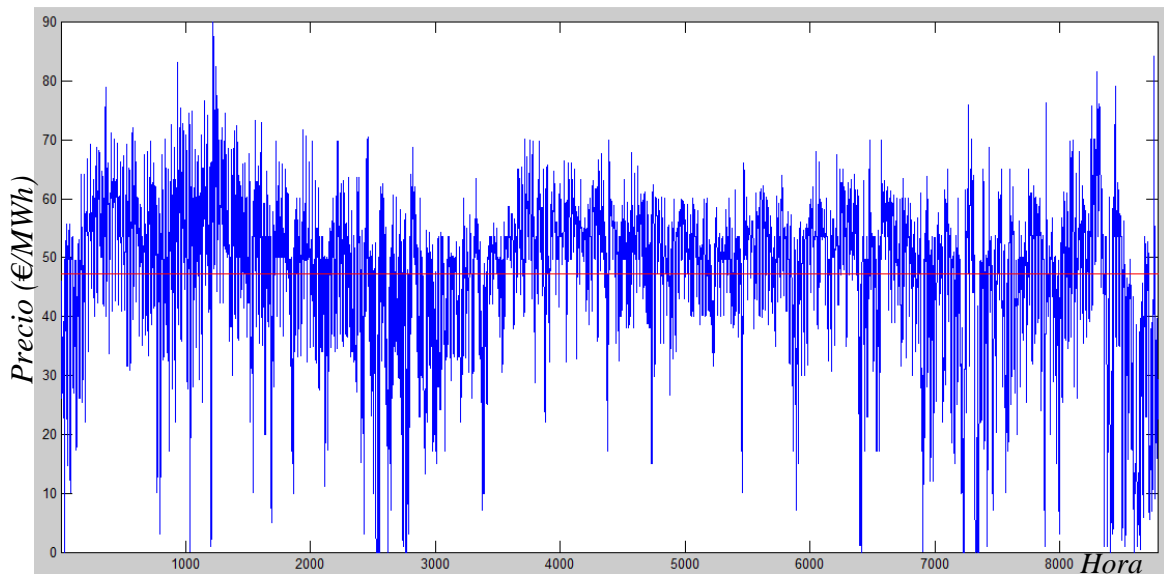


Figura 19: Precios del mercado diario para el año 2012.

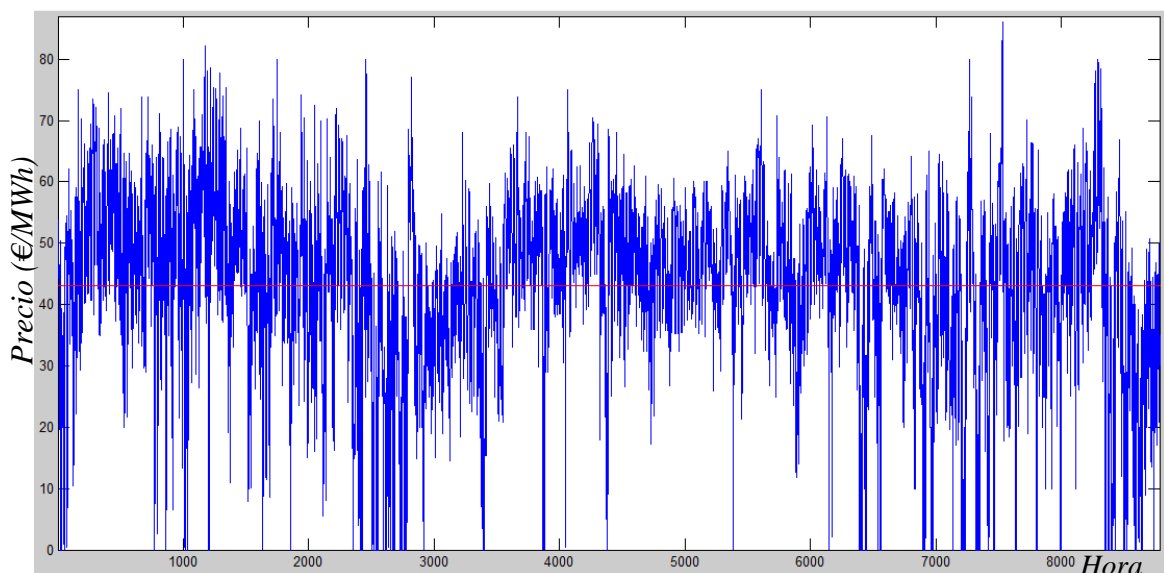


Figura 20: Precios del mercado intradiario para el año 2012.

Puede observarse que siguen un patrón similar a lo largo del año.



En las Figuras 21 y 22 se muestran las series temporales de los precios reales de los desvíos a bajar y a subir para el año 2012. Cabe destacar el elevado precio que pueden llegar a alcanzar los desvíos a bajar: se observan picos, por ejemplo, en 656,54 €/MWh y 591,2 €/MWh.

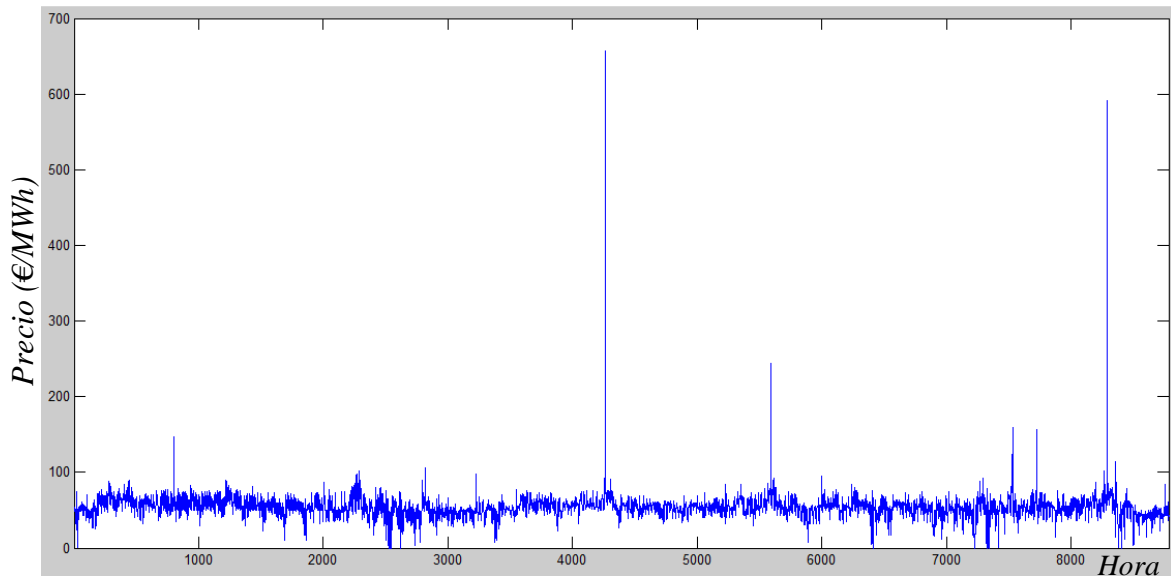


Figura 21: Precios de los desvíos a bajar para el año 2012.

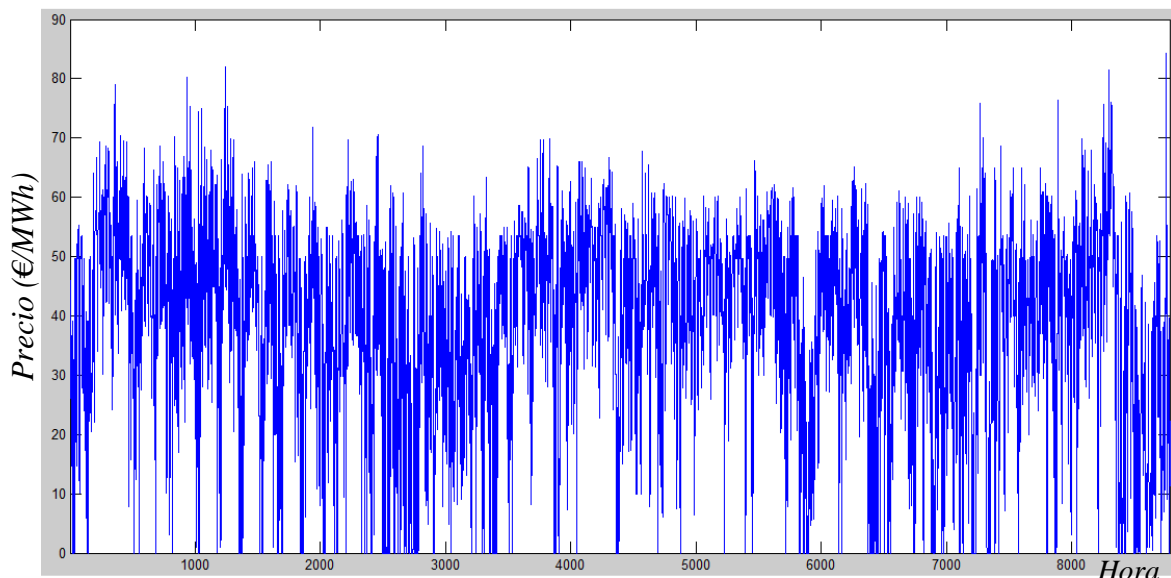


Figura 22: Precios de los desvíos a subir para el año 2012.

Las funciones de densidad de probabilidad de los precios se calculan según lo comentado en los puntos 4.5 y 4.6.

Como indicadores para la evaluación de las distintas estrategias, mostrados en tablas a continuación, se utilizarán los ingresos obtenidos por el parque (ecuación 4), así como sus términos de ingresos del mercado intradiario y costes de desvíos, y el desvío medio horario incurrido; entendiéndose por desvío medio horario, según se comentaba

en los puntos 2.3 – 2.6, los desajustes entre la energía realmente generada respecto de la programada (predicha en este caso) en su valor medio horario (desvío anual total dividido entre las 8784 horas del año).

## 5.2 Estrategia de mejor predicción

Esta estrategia, de acuerdo al punto 4.2, consiste en ofertar la mejor predicción disponible (según comentado anteriormente se corresponde con la menor antelación posible) tanto en el mercado diario como en el intradiario. Las anticipaciones horarias utilizadas en la predicción de cada hora, es decir, qué valores se toman de la “matriz de predicciones”, se muestran en las siguientes tablas:

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Antelación	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38

Tabla 4: Antelación horaria para cada hora del mercado diario.

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Sesión del mercado intradiario	2				3			4				5				6					1 (d+1)			
Antelación	3	4	5	6	3	4	5	3	4	5	6	3	4	5	6	3	4	5	6	7	3	4	5	6

Tabla 5: Antelación horaria para actualizar la oferta del día d en el mercado intradiario.

Los resultados anuales obtenidos mediante este método son:

Ingresos mercado diario (€)	Ingresos mercado intradiario (€)	Desvío medio horario (MW)	Coste desvío (€)	Ingresos anuales obtenidos (€)
2.142.993,38	-57.335,68	-0,07	338.809,28	1.746.848,41

Tabla 6: Resultados Mejor predicción.

Podemos observar que los desvíos representan un 19,4% de los ingresos y que en el mercado intradiario se tienen pérdidas en lugar de ingresos.

A modo de ejemplo se muestra en la siguiente tabla el caso concreto de una hora, en la que se produce realmente 0,55 MW, la mejor predicción en el mercado diario es de 4,11 MW y se actualiza la oferta en el mercado intradiario con una predicción mejorada de 1,23 MW:

Producción Real (MW)	0,55
Precio Mercado Diario (€/MWh)	46,02
Precio Mercado Intradiario (€/MWh)	53,77
Precio Desvío Subir (€/MWh)	46,02
Precio Desvío Bajar (€/MWh)	51,38
Predicción Mercado Diario (MW)	4,11
Ingresos Mercado Diario (€)	189,14
Predicción Mercado Intradiario (MW)	1,23
Ingresos Mercado Intradiario (€)	-154,91
Desvío (MW)	-0,68
Coste desvío (€)	34,94
Ingresos Totales (€)	-0,71

**Tabla 7: Hora ejemplo – Mejor predicción.**

Como resultado se obtienen pérdidas en lugar de ingresos. En los siguientes métodos se analizará, además de los resultados generales, esta misma hora para ver su evolución.

Cabe mencionar que los ingresos del mercado diario serán los mismos para las demás estrategias implementadas, por considerar estos precios conocidos y utilizar las mismas antelaciones horarias para la oferta realizada. Por este motivo en los siguientes apartados no se mostrará este resultado.

## 5.3 Estrategia de maximización de ingresos considerando incertidumbre en la predicción de la producción eólica

En esta estrategia, se busca la potencia horaria óptima a ofertar en el mercado intradiario resolviendo por enumeración el problema de optimización planteado en el punto 4.3. Se consideran todos los precios conocidos, por tanto la ecuación (7) se reduce a:

$$\bar{R} = E[R; P_i] = \int_{-\infty}^{\infty} R f_z(R) dR = \int_{-\infty}^{\infty} g(P_g; P_i) f_z(P_g) dP_g \quad (16)$$

Donde  $f_z(P_g)$  es la función de densidad de probabilidad de la producción eólica, la cual se ha modelado con una distribución Beta, según lo explicado en el punto 4.4, a partir de datos horarios para un año de producción real de un parque eólico de 21 MW de potencia y las predicciones realizadas por este parque con diferentes antelaciones, con desviación típica dada por la ecuación (14).

Los resultados obtenidos en esta ocasión son:

Ingresos mercado intradiario (€)	Desvío medio horario (MW)	Coste desvío (€)	Ingresos anuales obtenidos (€)
806.956,58	-1,70	766.088,21	1.856.282,48

**Tabla 8: Resultados Maximizar ingresos con incertidumbre en la producción.**

Podemos observar que los desvíos han aumentado considerablemente frente al caso anterior, así como el coste de los desvíos asociado, ahora representan un 41,27% de los ingresos y los ingresos del mercado intradiario han mejorado notablemente.

En el caso concreto de la hora mostrada en el apartado anterior, en el mercado intradiario se oferta 20 MW, frente a los 1,23 MW anteriores, es decir, al conocer todos los precios se realiza arbitraje. En esta hora, el precio del mercado intradiario es el mayor, con lo cual interesa vender energía en este mercado, y comprarla en el de desvíos por tener un precio menor el desvío a bajar.

Producción Real (MW)	0,55
Precio Mercado Diario (€/MWh)	46,02
Precio Mercado Intradiario (€/MWh)	53,77
Precio Desvío Subir (€/MWh)	46,02
Precio Desvío Bajar (€/MWh)	51,38
Predicción Mercado Diario (MW)	4,11
Ingresos Mercado Diario (€)	189,14
Predicción Mercado Intradiario (MW)	20
Ingresos Mercado Intradiario (€)	854,41
Desvío (MW)	-19,45
Coste desvío (€)	999,39
Ingresos Totales (€)	44,16

**Tabla 9: Hora ejemplo – Maximizar ingresos con incertidumbre de potencia.**

De esta manera, se incurre en unos desvíos mayores, suponiendo un coste asociado más elevado, mientras que los ingresos en el mercado intradiario mejoran notablemente, aumentando así los ingresos totales.

Si ahora, además se acotan los precios de los desvíos según lo descrito en el punto 4.3 se obtiene:

Ingresos mercado intradiario (€)	Desvío medio horario (MW)	Coste desvío (€)	Ingresos anuales obtenidos (€)
806.956,58	-1,61	955.692,67	1.695.118,69

**Tabla 10: Resultados Maximizar ingresos con incertidumbre en la producción acotando precios de desvíos.**

Los costes de desvíos son ligeramente superiores y los ingresos totales menores.

## 5.4 Estrategia de maximización de ingresos considerando incertidumbre en la predicción de la producción y de los precios del mercado intradiario

En este método, se averigua la potencia horaria óptima a ofertar en el mercado intradiario resolviendo de nuevo por enumeración el problema de optimización planteado en el punto 4.3. Se consideran todos los precios conocidos salvo los del mercado intradiario, con lo que la ecuación (7) se reduce a:

$$\bar{R} = E[R; P_i] = \int_{-\infty}^{\infty} R f_z(R) dR = \iint_{-\infty}^{\infty} g(P_g, \pi_i; P_i) f_z(P_g, \pi_i) dP_g d\pi_i \quad (17)$$

Y la ecuación (8) pasa a ser:

$$f_z(P_g, \pi_i) = f_{P_g}(P_g) f_{\pi_i}(\pi_i) \quad (18)$$

Donde

$f_{P_g}(P_g)$  es la función de densidad de probabilidad de la predicción eólica, modelada de la misma manera que en el apartado anterior, y

$f_{\pi_i}(\pi_i)$  la de los precios del mercado intradiario, modelada con una función de densidad de probabilidad Normal con desviación típica del 2%, según se comentaba en el punto 4.5.

Los resultados alcanzados son:

Ingresos mercado intradiario (€)	Desvío medio horario (MW)	Coste desvío (€)	Ingresos anuales obtenidos (€)
-1.545.523,44	4,02	-1.556.447,62	1.830.829,92

**Tabla 11: Resultados Maximizar ingresos con incertidumbre en la producción y precios mercado intradiario.**

En este caso, el coste de los desvíos negativo indica que se están obteniendo unos ingresos elevados y en el mercado intradiario grandes pérdidas. Sin embargo, los efectos de estos dos sumandos se compensan y el resultado final es similar al de la anterior estrategia.

Atendiendo al caso de la hora concreta, de nuevo observamos la realización de arbitraje por conocer los precios de los desvíos: interesa vender energía en el mercado intradiario y comprarla en el de desvíos porque el precio del desvío a bajar es menor que el del mercado intradiario:

Producción Real (MW)	0,55
Precio Mercado Diario (€/MWh)	46,02
Precio Mercado Intradiario Supuesto (€/MWh)	54,75
Precio Desvío Subir (€/MWh)	46,02
Precio Desvío Bajar (€/MWh)	51,38
Predicción Mercado Diario (MW)	4,11
Ingresos Mercado Diario (€)	189,14
Predicción Mercado Intradiario (MW)	20
Ingresos Mercado Intradiario (€)	869,89
Desvío (MW)	-19,45
Coste desvío (€)	999,39
Ingresos Totales (€)	50,68

Tabla 12: Hora ejemplo – Maximizar ingresos con incertidumbre de potencia y precios mercado intradiario.

Al haber aumentado el precio del mercado intradiario con respecto al caso anterior (el número aleatorio generado ha resultado ser mayor), los ingresos del intradiario se ven aumentados, así como los totales.

Acotando los precios de los desvíos se obtiene:

Ingresos mercado intradiario (€)	Desvío medio horario (MW)	Coste desvío (€)	Ingresos anuales obtenidos (€)
-1.545.523,44	3,93	-1.363.225,08	1.607.588,67

Tabla 13: Resultados Maximizar ingresos con incertidumbre en la producción y precios mercado intradiario acotando precios de desvíos.

Los ingresos por desvíos son menores y por tanto los totales también.

## 5.5 Estrategia de maximización de ingresos considerando incertidumbre en la predicción de la producción, de los precios del mercado intradiario y de los precios de los desvíos

En esta última estrategia, se obtiene la potencia horaria óptima a ofertar en el mercado intradiario resolviendo también el problema de optimización planteado en el punto 4.3 por enumeración. Se consideran conocidos únicamente los precios del mercado diario, con lo que la ecuación (7) no se ve simplificada:

$$\begin{aligned}\bar{R} &= E[R; P_i] = \int_{-\infty}^{\infty} R f_z(R) dR = \\ &= \iiint_{-\infty}^{\infty} g(P_g, \pi_i, \pi_{desv}; P_i) f_z(P_g, \pi_i, \pi_{desv}) dP_g d\pi_i d\pi_{desv}\end{aligned}\quad (7)$$

Al igual que la ecuación (8):

$$f_z(P_g, \pi_i, \pi_{desv}) = f_{P_g}(P_g) f_{\pi_i}(\pi_i) f_{\pi_{desv}}(\pi_{desv}) \quad (8)$$

Donde

$f_{P_g}(P_g)$  es la función de densidad de probabilidad de la predicción eólica, modelada de la misma manera que en los apartados previos,

$f_{\pi_i}(\pi_i)$  la de los precios del mercado intradiario, modelada con una función de densidad de probabilidad Normal con desviación típica del 2%, como en el apartado anterior, y

$f_{\pi_{desv}}(\pi_{desv})$  la de los precios de desvíos, modelada con una función de densidad de probabilidad Normal con desviación típica del 2%, como se comentaba en el punto 4.6.

Los resultados conseguidos son:

Ingresos mercado intradiario (€)	Desvío medio horario (MW)	Coste desvío (€)	Ingresos anuales obtenidos (€)
-1.604.286,87	3,94	-1.608.485,24	1.785.097,48

**Tabla 14: Maximizar ingresos con incertidumbre en producción, precios mercado intradiario y precios desvíos.**

Al igual que en la estrategia anterior, se tienen ingresos con los desvíos y pérdidas en el mercado intradiario, efectos que prácticamente se compensan. El resultado final es menor que en los casos anteriores por la gran incertidumbre asociada a los precios de los desvíos, los cuales son muy difíciles de predecir por su alta variabilidad.

En el caso de la hora concreta comentada hasta ahora, podemos observar que al desconocerse los precios de los desvíos no se da el arbitraje y se oferta sólo 1 MW:

Producción Real (MW)	0,55
Precio Mercado Diario (€/MWh)	46,02
Precio Mercado Intradiario Supuesto (€/MWh)	49,74
Precio Desvío Subir Supuesto (€/MWh)	38,91
Precio Desvío Bajar Supuesto (€/MWh)	69,31
Predicción Mercado Diario (MW)	4,11
Ingresos Mercado Diario (€)	189,14
Predicción Mercado Intradiario (MW)	1
Ingresos Mercado Intradiario (€)	-154,68
Desvío (MW)	-0,45
Coste desvío (€)	32,77
Ingresos Totales (€)	1,44

**Tabla 15: Hora ejemplo – Maximizar ingresos con incertidumbre de potencia, precios mercado intradiario y precios desvíos.**

De esta manera los desvíos son menores pero se obtienen pérdidas en el mercado intradiario, con lo cual el resultado final es positivo pero muy bajo.

Acotando los precios de los desvíos se tiene:

Ingresos mercado intradiario (€)	Desvío medio horario (MW)	Coste desvío (€)	Ingresos anuales obtenidos (€)
-1.604.286,87	3,55	-1.599.375,06	1.553.495,33

**Tabla 16: Maximizar ingresos con incertidumbre en la producción, precios mercado intradiario y precios desvíos acotando precios de desvíos.**

Al igual que en el caso previo, los ingresos por desvíos son menores y por tanto los totales también.



# Capítulo 6

## Conclusiones

### 6.1 Comentarios finales

A modo resumen, se incluye en este apartado una tabla con los indicadores de todas las estrategias consideradas mostrados previamente en el Capítulo 5: los ingresos obtenidos por el parque (ecuación 4), así como sus términos de ingresos del mercado intradiario y costes de desvíos, y el desvío medio; entendiéndose por desvío, según se comentaba en los puntos 2.3 – 2.6, los desajustes entre la energía realmente generada respecto de la programada (predicha en este caso) en su valor medio horario (desvío anual total dividido entre las 8784 horas del año) y, además, su valor medio diario (desvío anual total dividido entre los 366 días del año).

Se observa que los desvíos son siempre menores en aquellas situaciones en las que se acota el precio de los mismos según la ecuación (10) con respecto a la misma estrategia sin esta acotación. Lo cual es un indicativo de que esta limitación podría reducir los arbitrajes entre los precios del mercado intradiario y de desvíos, por suponer unos menores ingresos a quienes realizasen esta técnica.

Estrategia	Ingresos mercado intradiario (€)	Desvío medio horario (MW)	Desvío medio diario (MW)	Coste desvío (€)	Ingresos anuales obtenidos (€)
Mejor predicción	-57.335,68	-0,07	-1,76	338.809,28	1.746.848,41
Max. ingresos con incertidumbre predicción	806.956,58	-1,70	-40,76	766.088,21	1.856.282,48
Max. ingresos con incertidumbre predicción y desvíos acotados	806.956,58	-1,61	-38,56	955.692,67	1.695.118,69
Max. ingresos con incertidumbre precios intradiario	-1.545.523,44	4,02	96,42	-1.556.447,62	1.830.829,92
Max. ingresos con incertidumbre precios intradiario y desvíos acotados	-1.545.523,44	3,93	94,54	-1.363.225,08	1.607.588,67
Max. ingresos con incertidumbre precios desvíos	-1.604.286,87	3,94	94,55	-1.608.485,24	1.785.097,48
Max. ingresos con incertidumbre precios desvíos y desvíos acotados	-1.604.286,87	3,55	85,09	-1.599.375,06	1.553.495,33

Tabla 17: Tabla comparativa de las diferentes estrategias.

Tras haber realizado las simulaciones anteriores bajo las hipótesis supuestas, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- Maximizando ingresos teniendo en cuenta únicamente incertidumbres de potencia se obtiene un mejor resultado con un modelado medianamente sencillo.
- Considerando además la incertidumbre de los precios del intradiario el resultado empeora en muy poca medida.
- La última estrategia considerada (la maximización de ingresos considerando incertidumbres de potencia, de precios del mercado intradiario y de precios de los desvíos) es muy arriesgada por la dificultad de modelado de los precios de los desvíos y su gran variabilidad.
- No se deberían permitir arbitrajes porque suponen un elevado desvío en el sistema pudiendo perjudicarlo.
- Con la propuesta de acotación de los precios de los desvíos podemos comprobar que se reducirían ligeramente los arbitrajes dado que los ingresos utilizando las estrategias anteriormente comentadas se ven disminuidos y los

desvíos son menores, así como sus ingresos asociados, perjudicando en menor medida al sistema.

## 6.2 Posibles estudios futuros

Los estudios desarrollados en este proyecto pueden continuar en las siguientes direcciones:

- Modelización más sofisticada de los precios de los desvíos, tratando de modelar de alguna manera esta incertidumbre mediante técnicas más complejas.
- Cuantificación de la influencia de cambios en el viento y la participación en los mercados diario e intradiario sobre los precios de estos mercados, teniendo en cuenta su grado de liquidez.
- Análisis de riesgos de la estrategia de oferta, con el fin de limitar la cantidad de pérdidas máximas que se producirían debido a grandes errores de predicción.

# Referencias

- [1] Red Eléctrica de España. *Informe del Sistema Eléctrico español 2012*. Disponible en <http://www.ree.es>, Junio 2013.
- [2] Red Eléctrica de España. *Avance del informe del Sistema Eléctrico español 2013*. Disponible en <http://www.ree.es>, Diciembre 2013.
- [3] BOE. *Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del sector eléctrico*. Disponible en <http://www.boe.es>
- [4] BOE. 126. *RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Disponible en <http://www.boe.es>, Octubre 2010
- [5] Parlamento Europeo. *Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de noviembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*. Disponible en <http://www.boe.es>, Septiembre 2010.
- [6] BOE. *Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del sector eléctrico*. Disponible en <http://www.boe.es>
- [7] Energía y Sociedad. *Material didáctico*. Disponible en <http://www.energiaysociedad.es>, Septiembre 2010.
- [8] Operador del Mercado Eléctrico Español. *Reglas de funcionamiento del mercado eléctrico de producción*. Disponible en <http://www.omie.es>, Septiembre 2010.
- [9] Red Eléctrica de España. *Operación del sistema eléctrico español*. Disponible en <http://www.ree.es>, Septiembre 2010.
- [10] Red Eléctrica de España. *SIPREÓLICO. Sistema de predicción de la producción eólica*. Disponible en <http://www.reoltec.net>, Octubre 2010.
- [11] J. Usaola, *Participation of Wind Power in Electricity Markets*, Agosto 2008.
- [12] Fabbri A., Gómez San Román T., Rivier J., Méndez Quezada M.H. *Assessment of the Cost Associated With Wind Generation Prediction Errors in a Liberalized Electricity Market*. IEEE Trans. on Power Systems. Vol. 20, No. 3, Agosto 2005.